



А.В.Кабышев, Е.В.Тарасов

МОНТАЖ, НАЛАДКА, ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

**Часть II. Силовые подстанции
предприятий
Учебное пособие**

УДК 621.31

К12

Кабышев А.В.

К12

Монтаж, наладка, эксплуатация электрооборудования. Часть II. Силовые подстанции предприятий: учебное пособие / А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 171 с.

В пособии представлен принцип действия элементов силового оборудования подстанций предприятий, их монтажа, ремонта, технического обслуживания и эксплуатации.

Предназначено для студентов дневной и заочной форм обучения направления 140200 «Электроэнергетика» и специальности 140211 «Электроснабжение».

УДК 621.31

Рецензенты

Технический директор

ОАО «Томский электроламповый завод»

А.И. Прудников

Кандидат технических наук

старший научный сотрудник НИИ высоких напряжений

Ф.Г. Секисов

© ГОУ ВПО НИ ТПУ, 2011

© Кабышев А.В., Тарасов Е.В., 2011

© Обложка. Издательство Томского
политехнического университета, 2011

ПРЕДИСЛОВИЕ

Настоящее учебное пособие по содержанию соответствуют программе дисциплины «Монтаж, наладка и эксплуатация энергетического оборудования» для студентов электротехнических и электромеханических специальностей ЭЛТИ Томского политехнического университета. При этом автором учитывалось занимаемое в учебном плане указанных специальностей место этой дисциплины в ряду других электротехнических дисциплин, надеясь на знание студентом ранее изученных дисциплин.

Работа ориентирована на изучение теоретического материала дисциплины с практическим его использованием при проектировании системы внутриводового и внешнего электроснабжения.

Рассмотрены технологические основы монтажа воздушных линий электропередачи. Классический вариант воздушной линии с голыми проводами (ВЛ) на класс напряжения до 35 кВ представлен в виде набора технических приемов проведения операций, подкрепленных иллюстрациями. Большое внимание уделено воздушным линиям с изолированными проводами (ВЛИ), монтируемыми проводами СИП 1, СИП 2, СИП 3, напряжением до- и свыше 1000 В. В технических аспектах вопроса приведены различные варианты применения арматуры и приспособлений для монтажа. На сегодняшний день это новинка в отечественной электротехнике и знание современных технологий пригодится студентам на производственной практике и при работе на энергетических предприятиях.

Технологии монтажа кабельных линий электропередачи внутриводовых электрических сетей подкреплены большим количеством иллюстраций, показывающих отдельные приемы выполнения операций. В соответствии с «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ) на рисунках проиллюстрированы нормативные расстояния пересечений, сближений, переходов и ответвлений кабельных линий (КЛ).

Особое место в работе уделяется методикам выявления видов и мест повреждений воздушных и кабельных линий электропередачи сетей до 35 кВ включительно с различными режимами заземления нейтрали.

Текущее обслуживание сетей состоит из периодических осмотров, контрольных измерений и испытаний, методики которых подробно изложены в работе.

Глава 1

СИЛОВЫЕ КОММУТАЦИОННЫЕ АППАРАТЫ

Коммутационные аппараты используются для формирования необходимых схем выдачи мощности от электростанций, ее передачи на расстояние и схем электроснабжения потребителей.

Выключатели предназначены для включения и отключения токоведущих элементов электроэнергетических систем в нормальных (отключение рабочего тока) и аварийных (отключение тока короткого замыкания) режимах и тем самым для предотвращения развития аварий в электроэнергетических системах. В связи с такой ответственной ролью выключателей к ним являются очень жесткие требования. Они должны много: (тысячи раз) обеспечивать коммутацию (включение и отключение) токоведущих цепей при номинальном токе (либо при меньших токах). Во включенном положении выключатели должны выдерживать в течение срока службы (25 лет) воздействие рабочих напряжений и тока. При возникновении короткого замыкания (к. з.) выключатель должен выдержать воздействие тока к. з. и обеспечить отключение поврежденного участка сети в течение нескольких полупериодов напряжения промышленной частоты.

Из сказанного следует, что выключатель должен иметь очень высокий коэффициент готовности: при малой продолжительности процессов коммутации (несколько минут в году) должна быть постоянно обеспечена готовность к осуществлению коммутаций.

1.1. Физические процессы в электрической дуге отключения

Канал электрической дуги имеет три характерные зоны: катодную К, анодную А и зону основного столба С (рис. 1.1). В сравнении с основным столбом дуги катодная и анодная зоны имеют меньшую протяженность и суженное сечение. Катодное U_k и анодное U_a падения напряжения создают высокие напряженности E электрического поля в этих зонах. Основной столб дуги имеет высокую температуру (тысячи и десятки тысяч градусов Кельвина). Температура на поверхности катода T_k и анода T_a обычно ограничена температурами кипения материалов, из которых изготовлены эти электроды. Поэтому график распределения температуры вдоль столба $T_{(x)}$ имеет характерный вид, изображенный на рис. 1.2.

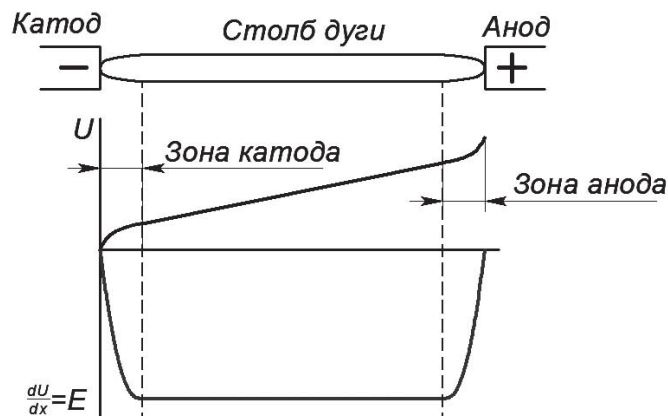


Рис. 1.1. Распределение напряжения и напряженности поля вдоль дугового канала

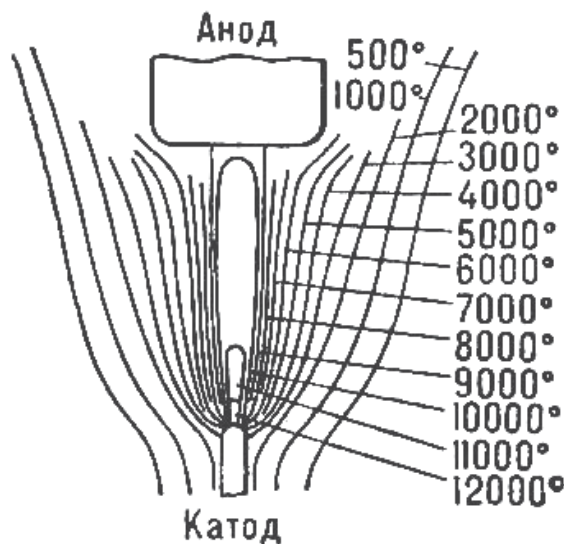


Рис.1.2. Температурное поле вертикальной дуги на угольных электродах в воздухе при токе 200 А

Однако условия теплоотдачи от дуги в электроды и в окружающую среду в совокупности с уменьшенными размерами поперечного сечения вблизи электродов могут привести к появлению максимумов в кривой распределения температуры вблизи электродов, которые заметно превышают температуру основного столба дуги.

Основной столб дуги. Характеристики основного столба дуги определяются в основном величиной температуры газа, характером ее распределения по радиусу. Что в свою очередь зависит от параметров среды и условий теплопередачи. Различают три зоны по сечению дуги. Центральная зона проводимости имеет степень термической ионизации больше нуля. Температура в ней обычно превышает 3000 К, при которой степень

ионизации становится близкой к нулю, если дуга горит в газе с потенциалом ионизации $eU_i = 15$ эВ. На границе этой зоны может быть и более низкая температура, если потенциал ионизации газовой среды понижен, например, за счет содержания паров металла. Во второй зоне электропроводность равна нулю, но, как и в центральной зоне, процессы теплопередачи осуществляются теплопроводностью и излучением. В периферийной зоне, температура которой не превышает 1000 К, отвод тепла осуществляется конвекцией, поэтому она называется зоной конвекции.

Структура столба и характер распределения температуры в нем в реальных условиях обычно оказываются более сложными, чем это соответствует вышеизложенным идеализированным представлениям.

На рис. 1.2 изображено поле изотерм вокруг столба вертикально горящей стационарной дуги в воздухе на угольных электродах при токе 200 А.

1.1.1. Условия погасания дуг постоянного и переменного тока

Электрическая дуга между контактами аппарата погаснет и межконтактный промежуток приобретет свойства диэлектрика, если в каждый заданный момент времени восстанавливаемая электрическая прочность промежутка будет выше напряжения на нем.

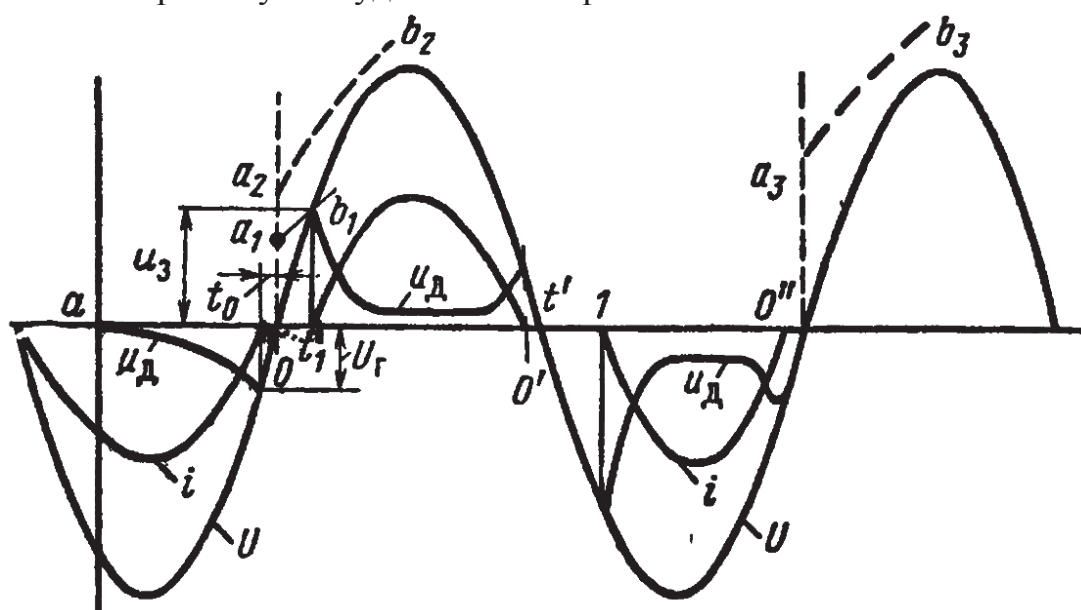


Рис. 1.3. Характер процессов при отключении цепи переменного тока

Рассмотрим цепь, у которой $\cos\varphi \sim 1$. Пусть контакты аппарата разошлись в точке а (рис. 1.3). Между ними загорается дуга. К концу полупериода из-за уменьшения тока и воздействия дугогасительного устройства наблюдается увеличение сопротивления дугового промежутка и подъем напряжения на дуге U_d . При подходе тока к нулю к дуге подводится

малая мощность, температура ее уменьшается, что, с одной стороны, ведет к замедлению термической ионизации, с другой – способствует деионизации. Все это приводит к погасанию дуги. Напряжение, при котором дуга гаснет, называется напряжением или пиком гашения U_r . Резкий подъем напряжения к концу полупериода ведет к тому, что ток в цепи обрывается до своего естественного прохождения через нуль.

После погасания дуги дуговой промежуток не превращается мгновенно в изоляционный, поскольку температура не снижается до нуля. В процессе гашения дуги число заряженных частиц в области дугового промежутка уменьшается; после гашения дуги сопротивление промежутка резко возрастает. При этом возрастает и электрическая прочность промежутка, т. е. такое напряжение, при котором происходит его электрический пробой.

После прохождения напряжения через нуль напряжение источника изменяет знак и начинает расти по закону синусоиды.

Электрическая прочность промежутка начинает нарастать не с нуля, а со значения, соответствующего точке a_1 (начальная прочность промежутка). Начальная прочность и дальнейший рост прочности зависят от свойств дугогасящего устройства: чем эффективней оно действует, тем больше начальная прочность, тем круче идет нарастание этой прочности.

Рассмотрим случай, когда электрическая прочность промежутка восстанавливается по кривой $a_1 b_1$. В момент t_1 напряжение на промежутке пересекает кривую прочности. В этой точке дуга загорается вновь. Напряжение U_z называется напряжением зажигания. В связи с тем, что ток в первой половине полуволны синусоиды возрастает, напряжение на дуге уменьшается. После прохождения током максимального значения напряжение на дуге начинает возрастать, поскольку ток уменьшается. Таким образом, кривая напряжения на дуге имеет седлообразную форму. При больших токах из-за сильной термической ионизации почти на протяжении всего полупериода горения дуги напряжение не изменяется. Только в начале и конце полупериода появляются пики зажигания и гашения.

В точке O' дуга вновь гаснет и происходят процессы, аналогичные описанным ранее. В момент подхода тока к нулю в точке O' дуга имеет более высокую температуру по сравнению с температурой к концу бестоковой паузы t_1 . Поэтому всегда пик гашения дуги меньше пика зажигания.

К моменту O' вследствие расхождения контактов длина дуги возрастает, при этом увеличивается интенсивность воздействия дугогасительного устройства (более эффективный отвод тепла). В результате и начальная прочность промежутка и крутизна ее нарастания в этом нуле больше, чем в предыдущем. Поэтому пауза тока t_1' увеличивается по сравнению с t_1 . Однако и в этом нуле гашение не произошло. Дуга загорелась вновь.

Из-за возросшей длины дуги вследствие расхождения контактов напряжение на дуге в этом полупериоде больше, чем в предыдущем. Окончательное гашение произошло в точке O'' . Для случая, когда электрическая прочность промежутка растет по кривой a_2 b_2 гашение дуги происходит при первом же прохождении тока через нуль.

Поскольку даже при частоте 50 Гц ток в дуге меняется достаточно быстро, то мы имеем здесь дело с динамической вольт-амперной характеристикой (рис. 1.4). Участки 1 и 2 относятся к первой половине полупериода, 3 и 4 – ко второй.

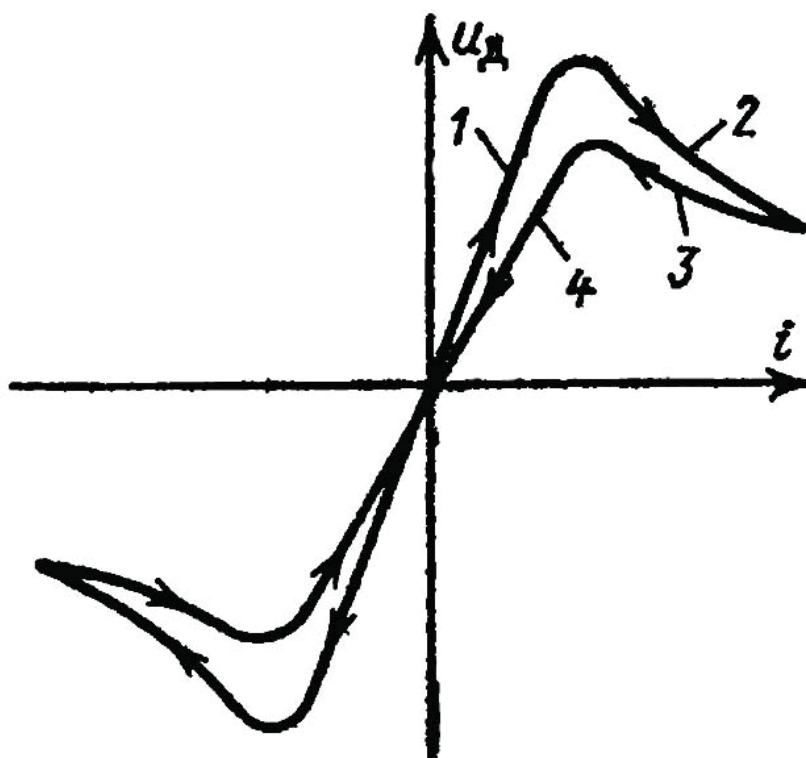


Рис. 1.4. Вольтамперная характеристика дуги при переменном токе

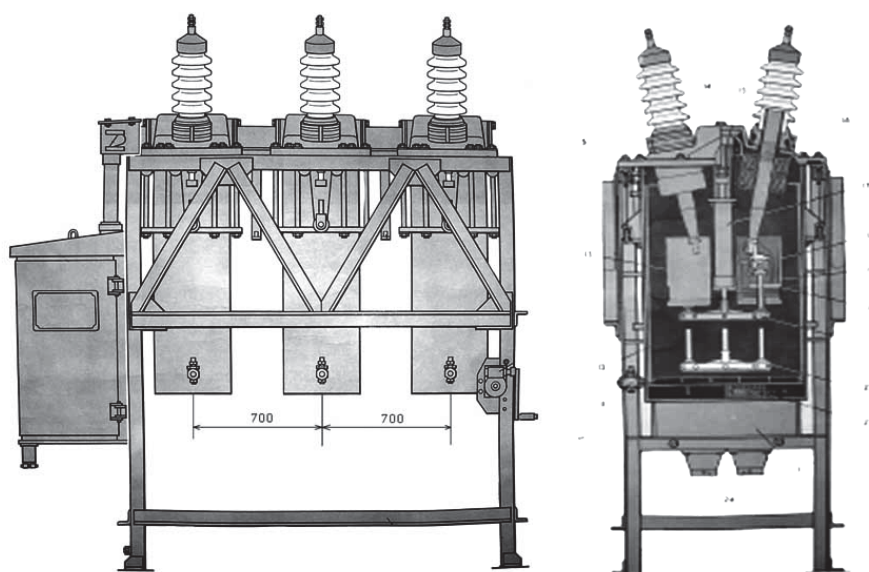
1.2. Выключатели с жидкими дугогасящими средами

В различных коммутирующих устройствах достаточно широко используется гашение дуги в жидких дугогасящих средах (трансформаторное масло, фторорганические синтетические жидкости типа SF₆-жидкий элегаз). Наибольшее применение получили масляные выключатели (МВ).

В зависимости от назначения масла можно выделить две основные группы МВ:

- баковые МВ (многообъемные МВ, или МВ с большим объемом масла), в которых масло используется для гашения дуги и изоляции токоведущих частей от заземленного бака;

– малообъемные (маломасляные) МВ, в которых масло используется или только для гашения дуги, или одновременно для гашения дуги и изоляции между разомкнутыми контактами одного полюса.



*Рис. 1.5. Конструкция бакового выключателя МКП-35-1000-25 на 35 кВ.
Представляет собой три отдельных полюса, смонтированных
на общем сварном каркасе*

В дугогасительных устройствах масляных выключателей дуга гасится путем эффективного ее охлаждения в потоке газообразной среды (газопаровой смеси), вырабатываемой самой дугой в результате испарения и разложения масла.

Механизм охлаждения ствола дуги при больших (обычно выше 100 А) и малых токах различен. При больших токах охлаждение ствола происходит главным образом в результате конвекции (при больших давлениях). С увеличением тока давление в камере увеличивается, при этом конвективное охлаждение становится более интенсивным. Этим создаются наиболее благоприятные условия для распада плазмы ствола и восстановления электрической прочности межконтактного промежутка после перехода тока через нуль.

При небольших токах давление и конвекция в зоне гашения снижаются, следовательно, ухудшаются условия гашения дуги, вследствие чего наблюдается заметное увеличение продолжительности горения дуги. Повышение давления в зоне гашения дуги в результате принудительной подачи масла может существенно улучшить условия гашения дуги и сократить время горения дуги при отключении небольших токов.

В первом приближении можно считать, что основными условиями для наиболее эффективного гашения дуги являются:

- интенсивное дутье газопаровой смеси в зоне дуги, особенно в области тока, близкой к нулю;
- как можно более высокое давление газопаровой смеси в области дуги в конце полупериода тока.

По принципу действия дугогасительные устройства современных масляных выключателей можно разделить на три группы:

- с автодутьем, когда условия гашения дуги – высокое давление и большая скорость потока газа в зоне гашения дуги создаются в результате выделяющейся в дуге энергии;
- с принудительным масляным дутьем – масло к месту разрыва нагнетается с помощью специальных гидравлических механизмов;
- с магнитным гашением дуги в масле: ствол дуги под влиянием поперечного магнитного поля перемещается в узкие заполненные маслом каналы и щели, образованные стенками из изоляционного материала, что создает благоприятные условия для гашения.

На время отключения дуги влияет и скорость увеличения межконтактного промежутка, поэтому динамика (скорость) движения механических частей очень важна. Для обеспечения же скорости увеличения промежутка применяют многоразрывные контакты.

Дугогасительные устройства с автодутьем наиболее широко применяются благодаря своей большой эффективности и относительной простоте. Ввиду этого будем рассматривать главным образом конструкции устройств с автодутьем.

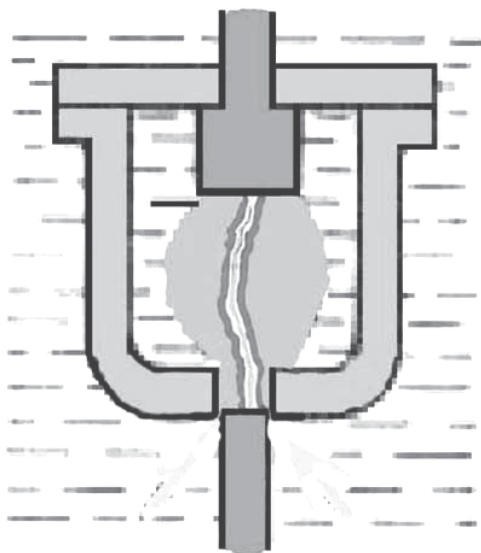


Рис 1.6. Конструктивная схема простой дугогасительной камеры

В зависимости от числа и взаимного расположения контактов и от последовательности их размыкания ДУ этого типа могут выполняться в различных конструктивных вариантах:

- с одним основным разрывом контактов;
- большим числом разрывов контактов, с одинаковыми для разрывов условиями гашения дуги;
- одним основным и одним вспомогательным разрывами;
- большим числом как основных, так и вспомогательных разрывов.

При наличии в камере вспомогательного разрыва создаются условия для относительно стабильного газогенерирования, что в некоторых случаях может способствовать более эффективному гашению дуги на основном разрыве.

Большое число разрывов применяется при рабочих напряжениях 110 кВ и выше.

В устройствах с автодутьем оптимальные условия гашения дуги достигаются выбором соответствующих размеров, формы и взаимного расположения контактов и рабочих каналов камеры. В них может быть получено аксиальное или перпендикулярное оси ствола направление газового потока. В современных камерах применяется продольное дутье (рис. 1.7, а), поперечное дутье (рис. 1.7, б) и смешанный способ дутья (рис. 1.7, в). Выбор типа дутья определяется номинальным напряжением и током отключения.

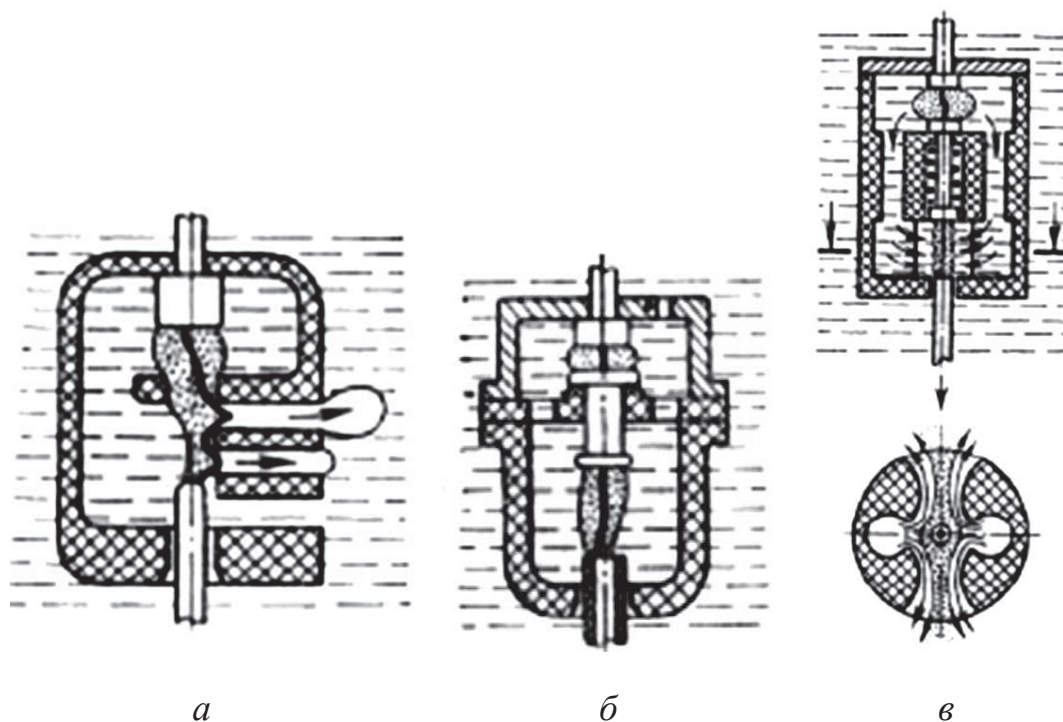


Рис 1.7. Схемы конструкций дугогасительных устройств с автодутьем в масле: а – с продольным масляным дутьем; б – с поперечным масляным дутьем; в – встречно-поперечного дутья

1.2.1. Газодинамические процессы в дугогасительных устройствах масляных выключателей

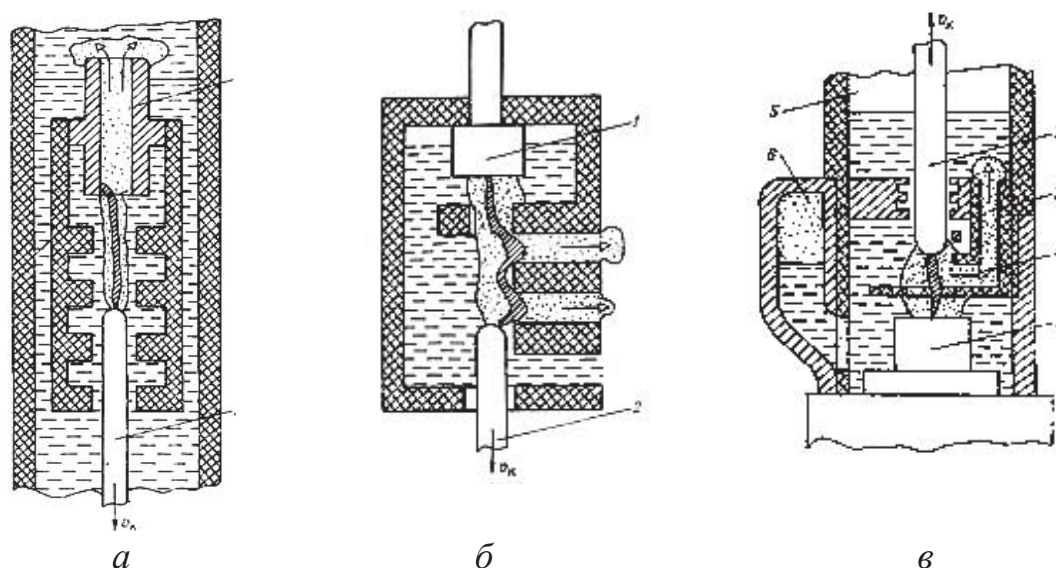


Рис.1.8. Схемы конструкций дугогасительных устройств с автодутьем в масле: 1 – неподвижный контакт, 2 – подвижный контакт, 3 – дутьевой канал, 4 – дутьевая щель, 5 – надкамерное пространство, б – буферная область (воздушная подушка)

В общем случае цикл работы камеры дугогасительного устройства при отключении можно схематически разбить на три основных этапа (рис. 1.9).

Первый этап – после размыкания контактов дуга горит в замкнутом газопаровом пузыре (рис.1.9, а). В течение этого этапа благодаря выделяющейся в дуге энергии в камере образуется запас сжатой до некоторого давления газопаровой смеси, используемой для гашения дуги в рабочих каналах после их открытия. Этап характеризуется скоростью нарастания давления и его максимальным значением к началу второго этапа.

Второй этап (рис. 1.9, б) наступает с момента начала истечения газопаровой смеси из области газопарового пузыря через рабочие каналы, в которых горит дуга, за пределы камеры. Этап характеризуется изменением давления газа в камере и рабочих каналах, а также интенсивностью истечения и завершается процессами распада ствола дуги и восстановления электрической прочности межконтактного промежутка.

В течение третьего этапа (рис. 1.9, в) происходит удаление из камеры после гашения дуги горячих газов и паров масла и заполнение полости камеры свежим маслом. Таким образом, на этом этапе происходит подготовка камеры к последующему отключению.

Первые два этапа характеризуются сложным комплексом связанных между собой термо-, газо-, гидродинамических процессов, от которых в итоге зависит дугогасящая способность устройства в целом. Анализ этих процессов основывается на расчете:

- мощности и энергии дуги для отдельных моментов времени ее горения и процесса газообразования;
- давления в камере при горении дуги в замкнутом газопаровом пузыре;
- давления в газопаровом пузыре при истечении из него, газопаровой смеси через рабочие каналы;
- восстановления электрической прочности межконтактного промежутка и времени гашения душ при различных отключаемых токах;
- расхода масла в камере при одном отключении;
- процесса наполнения камеры маслом после гашения дуги;
- механической прочности элементов конструкции камеры.

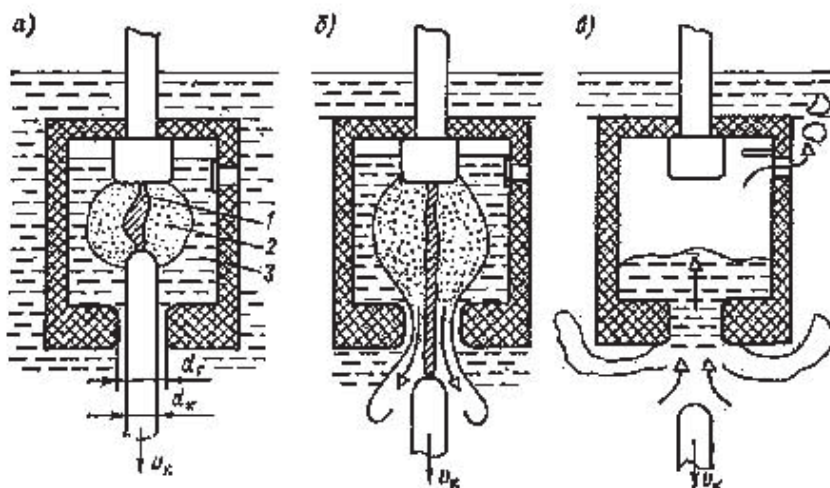


Рис. 1.9. Схема основных этапов работы дугогасительного устройства с автодутьем в масле: 1 – дуга; 2 – газопаровая смесь; 3 – масло

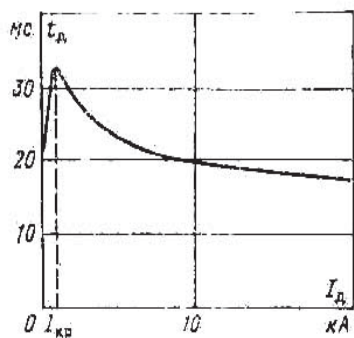


Рис. 1.10. Зависимость времени гашения дуги от тока отключения в маломасляном выключателе ВМП

Анализ экспериментальных данных показывает, что основными факторами, влияющими на отключающую способность дугогасительных устройств масляных выключателей, являются:

- увеличение длины межконтактного промежутка до оптимального значения в момент перехода тока через нуль, что достигается соответствующей скоростью перемещения подвижных контактов;
- ускорение режима истечения газопаровой смеси, что обеспечивается минимальным расстоянием между неподвижным контактом и первой дутьевой щелью;
- улучшение теплоотвода от ствола дуги, что достигается увеличением сечений дутьевых щелей;
- повышение давления газопаровой смеси при переходе тока через нуль путем применения воздушных подушек и наддува надкамерного пространства дугогасительного устройства.

1.2.2. Дуговые процессы на контактах и ресурс масляных выключателей

Эффективность дугогасительных устройств и ресурс масляных выключателей в значительной мере обуславливаются физико-химическими процессами, происходящими в зоне дугогашения. Образующиеся под действием дуговых разрядов продукты разложения масла (в особенности углерод), ионизированный газ, пары материала контактов снижают отключающую способность дугогасительных устройств. Свободные частицы углерода снижают электрическую прочность промежутка, ухудшают процесс включения на короткое замыкание из-за преждевременного пробоя межконтактного промежутка. При взаимодействии продуктов разложения масла и изоляционных элементов дугогасительных устройств с материалом контактов поверхность последних приобретает рыхлую структуру, что приводит к их быстрому разрушению. Так, на медных контактах образуется рыхлый слой карбида меди. Теплопроводность и дугостойкость этого слоя значительно ниже, чем у меди. Это затрудняет теплоотвод из зоны оснований дуги на контактах и снижает их ресурс. Кроме того, оседание продуктов разложения масла на контактах увеличивает их переходное сопротивление. Проведенные исследования показывают, что длительность горения дуги с увеличением числа отключений интенсивно растет уже после 10–15 отключений. Это обусловлено образованием продуктов разложения, что помимо увеличения длительности горения дуги приводит к резкому снижению сопротивления внутренней изоляции МВ уже после 1–3 отключений, а после 8–10 отключений оно снижалось до

50–30 МОм. После слива и очистки масла сопротивление изоляции восстанавливалось до первоначального значения, превышающего 10000 МОм. Следует иметь в виду, что накопление продуктов разложения приводит к увеличению вязкости масла, что может отрицательно повлиять на работу выключателя при низких температурах окружающего воздуха. Количество продуктов разложения зависит, прежде всего, от числа отключений и энергии дуги и в среднем на единицу энергии дуги составляет 0,045–0,060 г/кДж.

1.3. Воздушные выключатели

1.3.1. Основные параметры воздушных выключателей, определяющие отключающую способность

Благодаря высоким техническим параметрам и эксплуатационным характеристикам воздушные выключатели широко применяются в энергосистемах. Конструктивно воздушные выключатели хорошо приспособлены для различных условий работы современных распределительных устройств высокого напряжения как при внутренней, так и наружной установке.

По назначению воздушные выключатели делятся на следующие группы:

- сетевые выключатели на напряжения 6 кВ и выше, применяемые в электрических сетях и предназначенные для пропуска и коммутации тока в нормальных условиях работы цепи и в условиях короткого замыкания.
- генераторные выключатели на напряжения 6–24 кВ, предназначенные для пропуска и коммутации токов в нормальных условиях, а также в пусковых режимах и при коротких замыканиях.
- выключатели на напряжения 6–220 кВ для электротермических установок. Эти выключатели предназначены для пропуска и коммутации токов в нормальных и аварийных режимах.
- выключатели специального назначения.

По виду установки воздушные выключатели можно разделить на следующие группы:

- опорные (основная изоляция относительно земли опорного типа);
- подвесные (подвешиваются к порталным конструкциям на ОРУ);
- выкатные (имеются приспособления для выкатки из распределительных устройств);
- встраиваемые в комплектные распределительные устройства.

Среди основных параметров воздушных выключателей следует выделить группу номинальных параметров, присущих всем типам выключателей и определяющих условия их работы.

К параметрам, характерным для воздушных выключателей, следует отнести номинальное давление $P_{\text{ном}}$ и расход воздуха, необходимые для отключения и включения, нижний предел давления для производства отдельных операций (О – отключение, В – включение, ВО – включение-отключение).

Рассмотрим некоторые из этих параметров.

1. *Номинальное напряжение* $U_{\text{ном}}$ (наибольшее рабочее напряжение $U_{\text{н.р.}}$). $U_{\text{н.р.}}$ выбираются из числа стандартных значений.

2. *Номинальный уровень изоляции выключателя* характеризуется значениями испытательных напряжений, воздействующих на основную изоляцию выключателя.

3. *Номинальный ток* $I_{\text{ном}}$ – это действующее значение наибольшего тока, допустимого по условиям нагрева частей выключателя, в длительном режиме.

4. *Ток отключения* I_o – это наибольший ток, который выключатель может отключить при наибольшем рабочем напряжении и нормированных условиях восстановления напряжения. Ток отключения характеризуется действующим значением его периодической составляющей $I_{o,п}$, отнесенной к моменту возникновения дуги (момент размыкания дугогасительных контактов) и называемой номинальным током отключения $I_{o,ном}$ (табл. 2.1), а также нормированным процентным содержанием аperiodической составляющей.

5. *Номинальный ток включения* $i_{в,ном}$ – наибольший ток, который выключатель может включить при наибольшем рабочем напряжении. Номинальный ток включения $i_{в,ном}$ должен быть не менее ударного тока к. з.

6. *Номинальная длительность короткого замыкания* характеризуется способностью выключателя выдерживать во включенном положении без повреждений ток электродинамической стойкости $I_{эд} = 2,55I_{o,ном}$ и ток термической стойкости $I_t = I_{o,ном}$. Время протекания тока $I_{к.з.}$ составляет 1 или 2 с. для выключателей на $U_{\text{ном}}$ 330 кВ и 1 или 3 с для выключателей на $U_{\text{ном}}$ 220 кВ. При отключении тока короткого замыкания на выводах выключателя возникает переходный процесс, в результате которого после погасания дуги на выключатель воздейству-

ет переходное восстанавливающееся напряжение, обусловленное собственными параметрами сети в месте установки выключателя. Примеры реальных ПВН иллюстрируются кривой 3 (рис. 1.11).

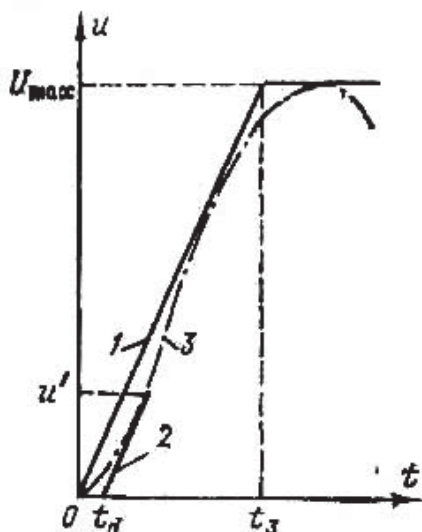


Рис. 1.11. Нормированные характеристики переходного восстанавливающегося напряжения

1. Номинальные циклы операций. В подавляющем большинстве случаев короткие замыкания на линиях, не связанные с повреждением изоляции, могут быть ликвидированы путем прерывания тока на время, не превышающее 0,3 с, необходимое для деионизации открытой дуги тока к.з. При этом снова появляется возможность включения установки под рабочее напряжение. Отсюда вытекает необходимость выполнения выключателем определенной последовательности операций, связанных с отключением поврежденного участка сети и последующим включением его в работу. Это так называемый цикл автоматического повторного включения (АПВ). Для выключателей, работающих в этих условиях, нормируется коммутационный цикл двойного АПВ:

$$O - T_{\text{бт}} - BO - 180 \text{ с} - BO,$$

где $O - T_{\text{бт}} - B$ — успешное АПВ; $O - T_{\text{бт}} - BO$ — неуспешное АПВ; $T_{\text{бт}}$ — нормированная бестоковая пауза, при быстродействующем АПВ это значение принимается равным 0,3 с.

Если давление сжатого воздуха в дугогасительной камере после первой операции отключения за время $T_{\text{бт}}$ не успевает достигнуть в результате подпитки номинального значения $P_{\text{ном}}$, то коммутационная способность выключателя должна определяться при более низком давлении сжатого воздуха.

1.3.2. Принципы построения конструкций воздушных выключателей

На рис. 1.12 в упрощенном виде представлены наиболее характерные принципиальные схемы воздушных выключателей.

В первой схеме (рис. 1.12, *а*) сжатый воздух находится в заземленном резервуаре 1, который одновременно является основанием выключателя. На основании установлен изоляционный воздухопровод 3, по которому сжатый воздух подается к дугогасительному устройству 4, расположенному в изоляционной крышке. Дутьевой клапан 2 укреплен на резервуаре в нижней части воздухопровода, длина которого зависит от номинального напряжения. В выключателях на относительно невысокие классы напряжений один резервуар может обеспечивать сжатым воздухом все три полюса выключателя. С ростом номинального напряжения расстояние между дугогасительным устройством, находящимся под высоким потенциалом, и заземленным резервуаром сжатого воздуха увеличивается. Это приводит к уменьшению быстродействия выключателя. Падение давления воздуха в канале опорной колонки 3 отрицательно сказывается на гашении дуги. Отсюда вытекает нецелесообразность применения таких выключателей на сверхвысокие напряжения.

При расположении дутьевого клапана в верхней части воздухопровода дугогасительное устройство заполняется воздухом быстрее, но давление воздуха в этом случае ниже, что может привести к снижению отключающей способности выключателя. В выключателях на рис. 1.12, *б* резервуар 1 со сжатым воздухом находится под высоким потенциалом вблизи дугогасительного устройства 4. После открытия дутьевого клапана 2 сжатый воздух сразу же поступает в дугогасительное устройство, что повышает быстродействие выключателей. При близком расположении резервуара к дугогасительному устройству повышается давление сжатого воздуха в процессе отключения, что улучшает условия гашения дуги. Кроме того, в таких выключателях исключается необходимость в длинных изоляционных воздухопроводах, рассчитанных на высокое давление сжатого воздуха. Однако при реализации конструкции таких выключателей возникают большие трудности, вызванные существенным возрастанием массы и габаритов частей, находящихся под высоким напряжением.

В выключателях третьей группы (рис. 1.12, *в*) дугогасительное устройство 4 находится непосредственно в металлическом резервуаре 1 со сжатым воздухом. В этом случае для ввода высокого напряжения в дугогасительную камеру необходимы специальные изоляторы 6, работающие в очень тяжелых условиях: сильнонеоднородное поле, высокое давление газовой среды. Дугогасительные устройства таких выключателей постоянно заполнены сжатым воздухом, и обдув дуги начинается с момента

открытия дутьевого клапана 2, расположенного в выхлопной части камеры. При использовании дугогасительных устройств с двухсторонним дутьем может возникнуть необходимость в дополнительных дутьевых клапанах 5. Заметим, что в выключателях первой и второй групп сжатый воздух поступает в дугогасительное устройство только в процессе отключения (во время гашения дуги), а дутьевой клапан, как правило, расположен на входе в дугогасительное устройство. В выключателях третьей группы давление и условия истечения сжатого воздуха наиболее благоприятны для гашения дуги. В одном резервуаре обычно устанавливаются два дугогасительных разрыва. Такие выключатели выпускаются на все классы напряжения от 110 кВ и выше, включая наивысший в настоящее время класс напряжения 1150 кВ.

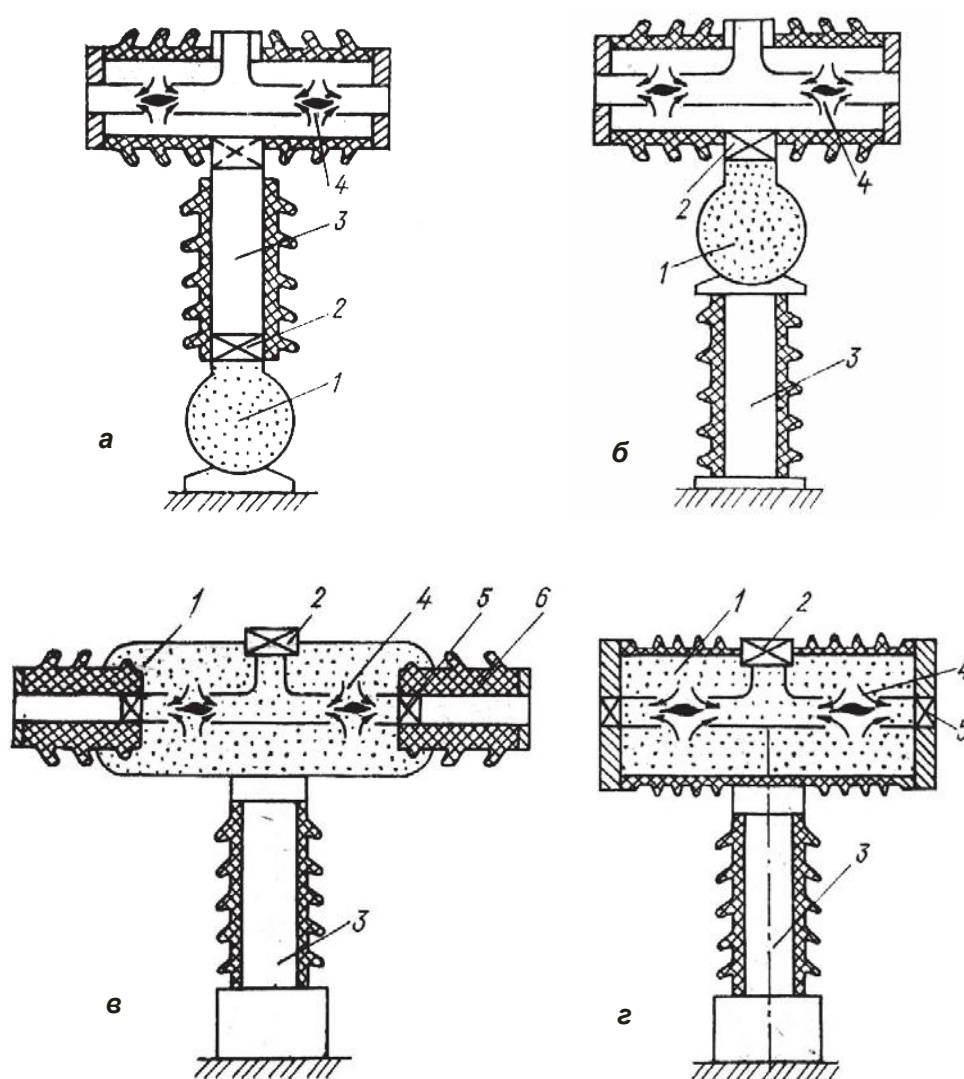


Рис. 1.12. Принципиальные схемы воздушных выключателей

В выключателях четвертой группы (рис. 1.12, г) изоляционная дугогасительная камера 1 выполняется из высокопрочного стеклопластика.

В этих выключателях давление и условия истечения сжатого воздуха так же благоприятны для гашения дуги, как и в выключателях третьей группы. Вместе с тем применение изоляционной дугогасительной камеры позволяет отказаться от изоляционных вводов, являющихся самым ненадежным элементом в конструкции выключателей, а также уменьшить массу и габариты частей, находящихся под высоким напряжением. По своим технико-экономическим показателям выключатели с изоляционными дугогасительными камерами из стеклопластика наиболее совершенны и перспективны.

В выключающих аппаратах, предназначенных для отключения токов в мощных электрических цепях высокого напряжения, дугогасительное устройство (ДУ) является главным элементом конструкции, в котором происходит основной процесс электродугового размыкания – гашение электрической дуги и последующее восстановление электрической прочности межконтактного промежутка.

Типичные схемы системы продольного воздушного дутья приведены на рис. 1.13. Основными конструктивными параметрами таких систем являются: площадь сечения SC и диаметр горловины dc сопла, площадь сечения SBC и диаметр горловины dBC вспомогательного сопла, расстояние между контактами z_0 , размеры элементов входной части дутьевой системы, форма контактов и диффузоров.

Основным требованием при выборе оптимальных параметров дутьевых систем является минимальный расход газа, необходимый для гашения дуги, при целесообразном давлении в камере и заданных условиях восстановления напряжения. Расход газа в значительной мере определяется площадью сечения горловины сопла

$$S_c = E_{эф} \times L_{эф} \times I / (P_{уд} \times P_c),$$

где $E_{эф}$ – напряженность электрического поля на эффективной части ствола дуги (во входной части сопла); $L_{эф}$ – эффективная длина дуги во входной части сопла; I – действующее значение тока отключения; P_c – давление сжатого воздуха в горловине сопла; $P_{уд}$ – максимальная удельная мощность, отводимая через единицу площади сечения горловины сопла и отнесенная к давлению в горловине сопла.

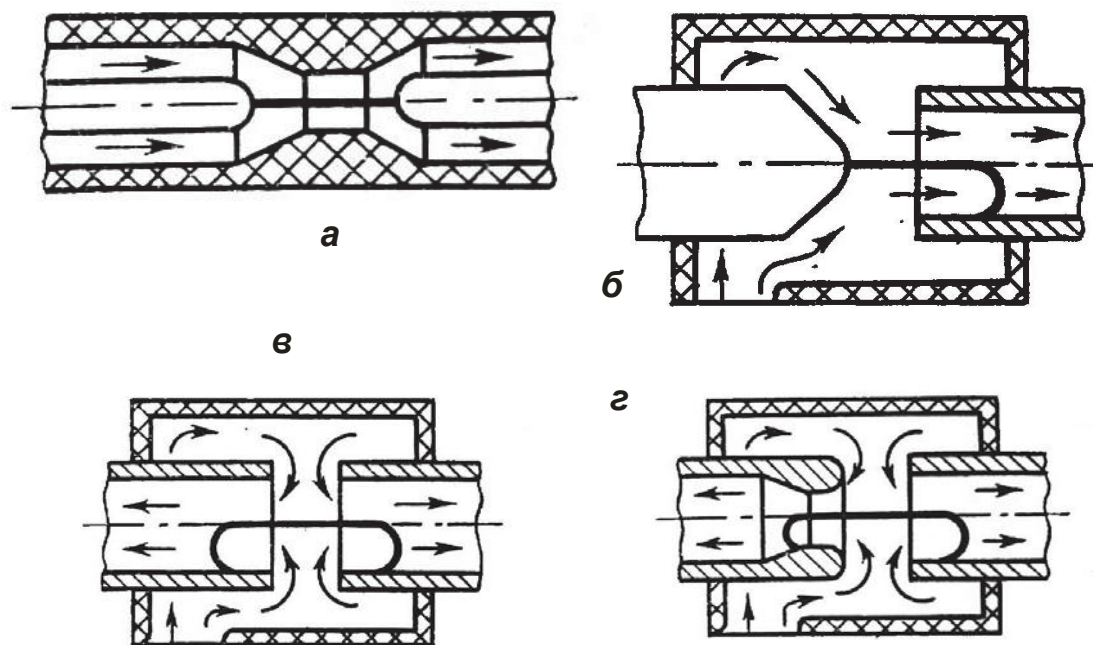


Рис. 1.13. Дугогасительные системы воздушных выключателей:

а – система продольного дутья между двумя сплошными контактами; б – система одностороннего продольного дутья между двумя контактами, один из которых сплошной, а другой полый; в – система двухстороннего продольного симметричного дутья между двумя полыми контактами одного внутреннего диаметра; г – система двухстороннего продольного несимметричного дутья между двумя полыми контактами с разными внутренними диаметрами

В некоторых конструкциях воздушных выключателей используется поперечное воздушное дутье. Поток воздуха перпендикулярен дуге. Дуга вдувается в щель, которая образуется изоляционными перегородками (рис. 1.14). Перегородки изготавливаются из газогенерирующего материала.

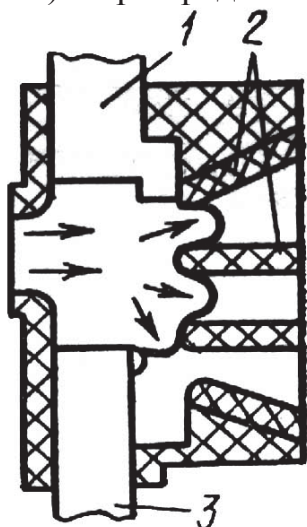


Рис. 1.14. Дугогасительная система с поперечным воздушным дутьем

Этот вид дутья нашел ограниченное применение из-за наличия органического материала, соприкасающегося с дугой, больших габаритных размеров дугогасительного устройства. Он использовался только в воздушных выключателях типа ВВ-15 на 15,75 кВ, 5500 А, установленных в генераторных цепях Куйбышевской и Волгоградской ГЭС.

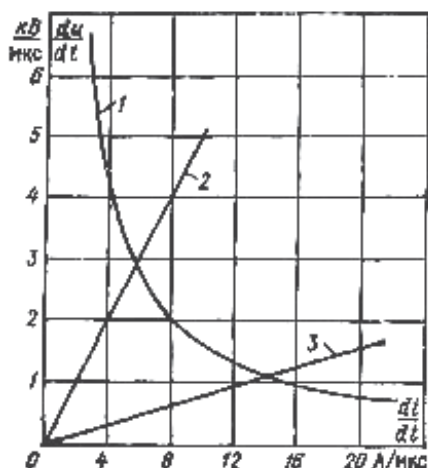
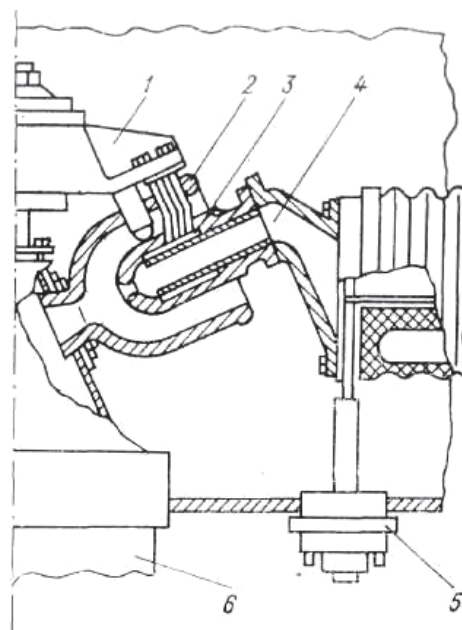


Рис. 1.15. Отключающая способность дугогасительного устройства воздушного выключателя:

1 — зависимость $du/dt = f(di/dt)$ в воздухе при давлении 1,6 МПа; 2, 3 — зависимости скорости восстановления напряжения при отключении неудаленного к. з. без шунтирующего резистора (прямая 2) и при наличии ШР с сопротивлением, равным 100 Ом (прямая 3)

Рис. 1.16. Конструкция дугогасительной камеры с несимметричным дутьем в металлической камере большого объема

1 — подвижная контактная траверса;
2, 3 — неподвижные соплообразные контакты;
4 — канал; 5 — пневматический механизм управления клапаном дополнительного дутья;
6 — главный дутьевой клапан



В настоящее время в основном применяются ДУ воздушных выключателей со встроенным пневматическим приводом. В качестве примера рассмотрим конструкцию ДУ с несимметричным дутьем (рис. 1.16) для выключателя крупномодульной серии ВВБК. Межконтактный промежуток образован двумя неподвижными соплообразными контактами 2 и 3. Во включенном положении цепь тока создается подвижной контактной траверсой 1, приводимой в действие при отключении и включении пневматическим механизмом. С последним сопряжен главный дутьевой кла-

пан 6 и пневматический механизм 5 управления клапаном дополнительного дутья через канал 4. В процессе отключения после открытия дутьевого клапана и последующего размыкания контактов дуга потоком воздуха и электродинамическими усилиями, возникающими в токоведущем контуре, перебрасывается в область дутьевого сопла, где происходит ее гашение. При отключении больших токов сопло 3 дополнительного дутья в течение большей части полупериода тока закупорено дугой. Непосредственно в конце полупериода вступает в действие система дополнительного дутья, что вызывает более интенсивный распад остаточного ствола у оконечности контакта 3 и создает более благоприятные условия для гашения дуги. Воздушные выключатели с системой несимметричного дутья лучше справляются с отключением тока в наиболее тяжелых условиях восстановления напряжения – при неудаленном к. з., чем воздушные выключатели с односторонним дутьем.

1.3.3. Распределение напряжения по разрывам воздушного выключателя

Воздушные выключатели на напряжение 220 кВ и выше состоят из нескольких последовательно включенных дугогасительных разрывов, число которых определяется конструктивным исполнением дугогасительных устройств, параметрами газовой среды и др. При этом в процессе отключения тока к. з., а также в отключенном положении, если не приняты специальные меры, распределение напряжения по разрывам может быть крайне неравномерным. В качестве параметра, характеризующего неравномерность напряжения по разрывам выключателя принимают отношение падения напряжения, приходящегося на i -й разрыв к полному падению напряжения на выключателе.

Для обеспечения равномерности распределения при быстром изменении напряжения (прямоугольный импульс) применяются емкости.

Для обеспечения равномерности распределения при напряжении промышленной частоты применяются шунтирующие резисторы.

Шунтирующие резисторы должны быть рассчитаны на длительное протекание тока в отключенном положении выключателя, и поэтому они не нашли сколько-нибудь широкого применения. Более перспективно применение для шунтирования разрывов выключателя нелинейных резисторов, причем характеристики варисторов должны выбираться с учетом их влияния на процессы дугогашения.

1.3.4. Шунтирующие резисторы

Шунтирующие резисторы (ШР), применяемые в выключателях в зависимости от выполняемых ими функций, могут быть разделены на следующие группы:

- для ограничения скорости восстановления напряжения на контактах выключателя при отключении коротких замыканий и его максимального значения;
- для ограничения коммутационных перенапряжений при отключении ненагруженных трансформаторов, реакторов и линий;
- для ограничения коммутационных перенапряжений при включении ненагруженных линий;
- для выравнивания распределения напряжения по разрывам много-разрывного выключателя.

Наиболее широко применяются резисторы первой группы.

Сопротивление таких резисторов изменяется от десятых долей Ом для генераторных выключателей, до сотен Ом для выключателей высокого напряжения.

Резисторы второй группы, а также резисторы из третьей группы применяются в основном для выключателей сверхвысокого напряжения. Сопротивление резисторов этих групп изменяется в пределах от десятков до нескольких тысяч Ом.

1.3.5. Конструкции воздушных выключателей

В процессе совершенствования воздушных выключателей произошло сближение их принципиальных схем, что позволяет сформулировать основные тенденции развития воздушных выключателей.

Отличительной особенностью современных воздушных выключателей высокого напряжения является модульный принцип построения серий. Это обеспечивает возможность применения однотипных укрупненных элементов (модулей) в серийном производстве для широкого диапазона напряжений – от 110 до 1150 кВ и выше.

Отметим также тенденцию к увеличению напряжения до 150–250 кВ, приходящегося на двухразрывный модуль.

Широко распространены воздушные выключатели с металлическими дугогасительными камерами, заполненными сжатым воздухом не только в отключенном, но и во включенном положении. При этом появилась возможность повысить отключающую способность и быстродействие выключателя. Одной из эффективных мер повышения отключающей способности воздушных выключателей является увеличение рабочего

давления сжатого воздуха. Наибольшее применяемое в настоящее время давление составляет 6,0-8,5 МПа. Весьма перспективны выключатели с изоляционными дугогасительными камерами, выполненными из высокопрочного стеклопластика.

Создание выключателей высокого и сверхвысокого напряжения с временем отключения не более одного полупериода потребовало применения сверхбыстродействующих систем управления – механической и световой.

Для современных воздушных выключателей характерным является ограничение создаваемых ими коммутационных перенапряжений. Для этой цели выключатели (особенно высших классов напряжения) снабжаются шунтирующими резисторами.

Воздушные баковые выключатели серии ВВБ и ВНВ (рис. 1.17–1.19) рассчитаны на напряжение 110–750 кВ. Дугогасительные устройства этих выключателей состоят из одного или нескольких двухразрывных модулей с металлической камерой на напряжение 110–150 кВ. В ДУ используется система одностороннего продольного воздушного дутья. Напряжение подводится к контактам ДУ с помощью эпоксидных вводов, защищенных снаружи фарфоровыми крышками. Дугогасительные камеры выключателей на 110–220 кВ снабжаются внутренними ШР сопротивлением 50–100 Ом. Снаружи ДУ находятся конденсаторы, служащие для выравнивания распределения напряжения по разрывам.

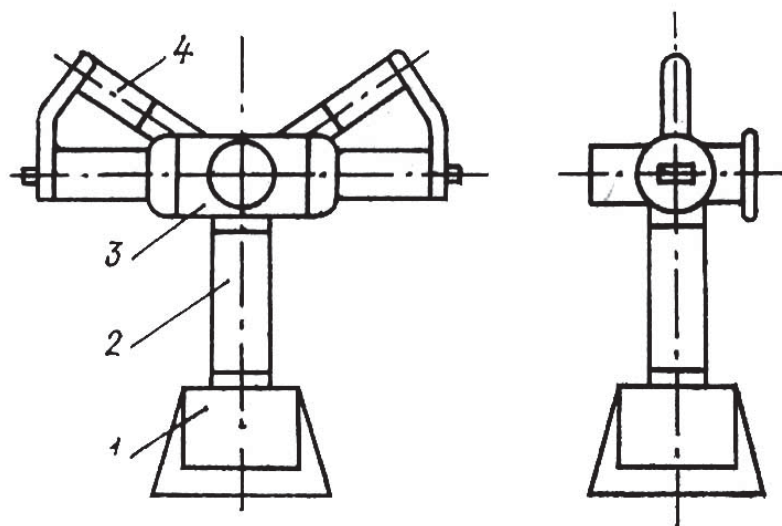


Рис. 1.17. Воздушный выключатель серии ВВБ на 110Кв:
1 – шкаф управления; 2 – опорный изолятор; 3 – модуль ДУ;
4 – делитель напряжения

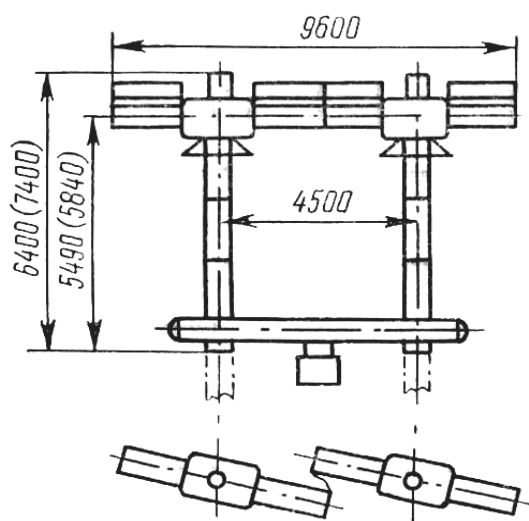


Рис. 1.18. Воздушный выключатель серии ВНВ на 330 кВ

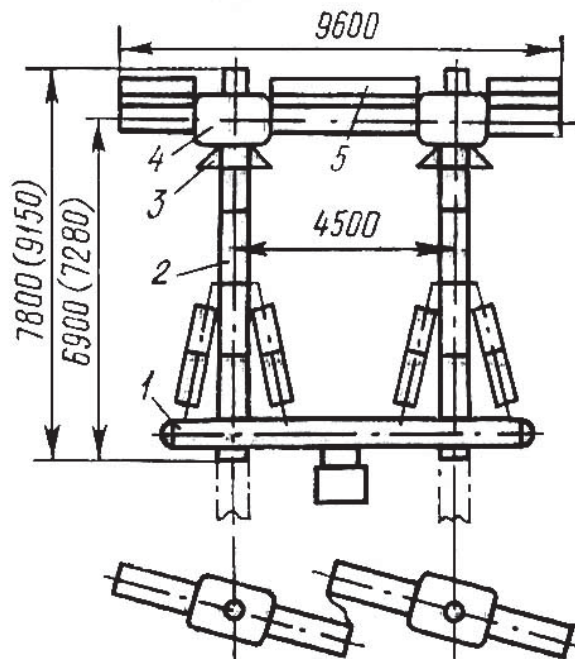


Рис. 1.19. Воздушный выключатель серии ВНВ на 500 кВ:

1 – резервуар; 2 – опорная колонка;
3 – экран; 4 – модуль ДУ;
5 – делитель напряжения

Выключатели серии ВВБ имеют пневматическую систему управления, а выключатель на напряжение 750 кВ – пневмомеханическую.

В выключателях ВВБ на напряжение 100–150 кВ используется опорная изоляция колонкового типа, а на 750 кВ – опорная изоляция типа треноги.

1.4. Элегазовые выключатели

Шестифтористая сера SF₆-элегаз, относится к «электроотрицательным» газам, получившим такое название из-за способности их молекул захватывать свободные электроны, превращаясь в тяжелые и малоподвижные отрицательно заряженные ионы. Элегаз при нормальной температуре (20°C) и давлении 0,1 МПа представляет собой газ без цвета и запаха. Плотность его почти в 5 раз выше плотности воздуха, скорость звука в нем при температуре 30°C – 138,5 м/с (330 м/с в воздухе). Элегаз обладает низкой теплоемкостью в канале столба дуги и повышенной теплопроводностью горячих газов, окружающих столб дуги (2000 К). Это характеризует элегаз как среду, обладающую высокими теплопроводящими свойствами. К недостаткам элегаза следует отнести его низкую температуру сжижения (–64°C) при давлении 0,1 МПа, которая с повыше-

нием давления повышается. Чистый элегаз негорюч, инертен, нагревостоек до 800°C. Под влиянием электрической дуги или коронного разряда происходит разложение элегаза с образованием химически активных соединений, которые могут вызвать разрушение изоляционных и конструкционных материалов. Однако степень разложения элегаза под воздействием электрической дуги в дугогасительной камере низка из-за того, что большое количество разложившегося газа немедленно восстанавливается в элегазе. Газообразными продуктами разложения являются низшие фториды сред SF_2 , SF_4 . Хотя эти газы сами по себе не токсичны, но легко гидролизуются при взаимодействии с влагой, образуя фтористо-водородную кислоту и двуокись серы. Для их поглощения в элегазовых выключателях включаются фильтры, сорберы из активированного алюминия Al_2O_3 , которые поглощают как газообразные продукты разложения, так и влагу. Кроме активных газов во время горения дуги в результате реакции с парами материалов контактов дугогасителя образуются металлические фториды в виде тонкого слоя порошка. Обладая низкой электропроводностью, они не снижают электрическую прочность изоляции аппарата.

1.4.1. Дугогасительные устройства элегазовых выключателей

В элегазовых выключателях гашение дуги происходит так же, как и в воздушных выключателях при интенсивном охлаждении дуги потоком газа. Дугогасительная способность элегаза в 4–4,5 раза выше, чем воздуха при сопоставимых условиях. Это преимущество объясняется различиями теплофизических свойств элегаза и воздуха. Канал столба дуги в элегазе обладает меньшим теплосодержанием по сравнению с воздухом и высокой способностью элегаза захватывать свободные электроны. В результате количество носителей тока – свободных электронов – в столбе дуги вследствие этого уменьшается, баланс их может стать отрицательным и дуга гаснет. Явление захвата электронов особенно благоприятно сказывается после перехода тока через нуль, вследствие чего элегазовые выключатели мало чувствительны к частоте восстанавливающегося напряжения. Как показали исследования, в элегазе практически до естественного перехода тока через нуль не происходит разрушения канала столба дуги, обладающего высокой проводимостью. Это исключает возможность появления перенапряжений при отключении ненагруженных трансформаторов и линий электропередач. В противоположность этому в воздушных выключателях интенсивными турбулентными процессами столб дуги может разрушаться раньше естественного перехода тока через нуль, что приводит к появлению перенапряжений, для огра-

ничения которых воздушные выключатели снабжаются шунтирующими сопротивлениями.

В элегазовых дугогасительных устройствах (ДУ) в отличие от воздушных при гашении дуги истечение газа через сопло происходит не в атмосферу, а в замкнутый объем камеры, заполненный элегазом при небольшом избыточном давлении. По способу гашения дуги в элегазе различают следующие ДУ:

- с системой продольного дутья, в которую предварительно сжатый газ поступает из резервуара с относительно высоким давлением элегаза (ДУ с двумя степенями давления);

- автокомпрессионные с дутьем в элегазе, создаваемым посредством встроенного компрессионного устройства (ДУ с одной степенью давления);

- с электромагнитным дутьем, в котором гашение дуги обеспечивается в результате ее перемещения с высокой скоростью в неподвижном элегазе по кольцевым электродам под воздействием радиального магнитного поля, создаваемого отключаемым током (ДУ с электромагнитным дутьем);

- с системой продольного дутья, в котором повышение давления в элегазе происходит при разогреве дугой, вращающейся в специальной камере под воздействием магнитного поля.

Интенсивное газодинамическое воздействие потока элегаза на столб электрической дуги является наиболее эффективным способом гашения дуги. Поэтому оно используется в большинстве современных конструкций ДУ элегазовых выключателей. Гашение дуги происходит в соплах (рис. 1.20) потоком элегаза высокого давления (0,5–0,6 МПа) как при одностороннем (рис. 1.20, *а*), так и при двустороннем несимметричном (рис. 1.20, *б*) газовом дутье.

Основными параметрами системы продольного дутья являются: площадь сечения S_c или диаметр d_c горловины сопла, относительное расположение контактов, определяемое расстоянием z_0 , геометрические размеры формы диффузоров и конфузоров дутьевой системы. Оптимальные условия гашения дуги в таких системах во многом определяются, как и в воздушных выключателях, геометрическими параметрами дутьевых систем и особенно входной части (конфузора). К числу определяющих следует отнести такие факторы:

- форма потенциального поля течения во входной части должна способствовать коаксиальной стабилизации ствола дуги потоком;

- в межконтактном промежутке должна быть образована оптимальная форма электрического поля, обеспечивающая наибольшую электрическую прочность промежутка.

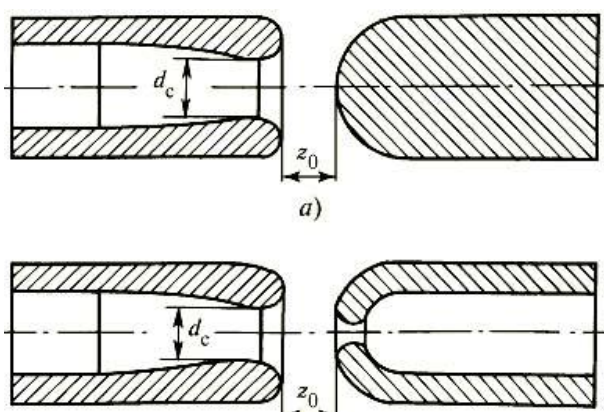


Рис 1.20. Схемы продольного элегазового дутья:
а – схема одностороннего дутья;
б – схема двухстороннего дутья

В ДУ элегазовых выключателей большое внимание уделяется форме электрического поля в межконтактном промежутке. Последнее вызвано тем, что появление неоднородностей в электрическом поле приводит к резкому уменьшению изоляционных характеристик элегаза.

1.4.2. Автокомпрессионные элегазовые выключатели

Современные автокомпрессионные элегазовые выключатели (выключатели с одной ступенью давления) вытесняют с международного рынка воздушные выключатели различного назначения, а также успешно конкурируют с вакуумными и маломасляными высоковольтными выключателями. Автокомпрессионные элегазовые выключатели выпускаются как для ОРУ и различных электроэнергетических установок, так и для элегазовых ГРУ. Такие выключатели имеют простую конструкцию, мало движущихся элементов, малый уровень шума и не выбрасывают пламени и газов в окружающее пространство. Автокомпрессионные элегазовые выключатели по сравнению с воздушными выключателями отличаются более высокой отключающей способностью на один разрыв, меньшей массой и объемом, более высокой надежностью. В таких выключателях отсутствуют многие механические, пневмомеханические элементы и системы воздушных выключателей, которые в совокупности вызывают более 40 % всех аварий, возникающих по механическим причинам. Для элегазовых выключателей нет необходимости в компрессионной станции высокого давления, аварийность которой составляет 10 %.

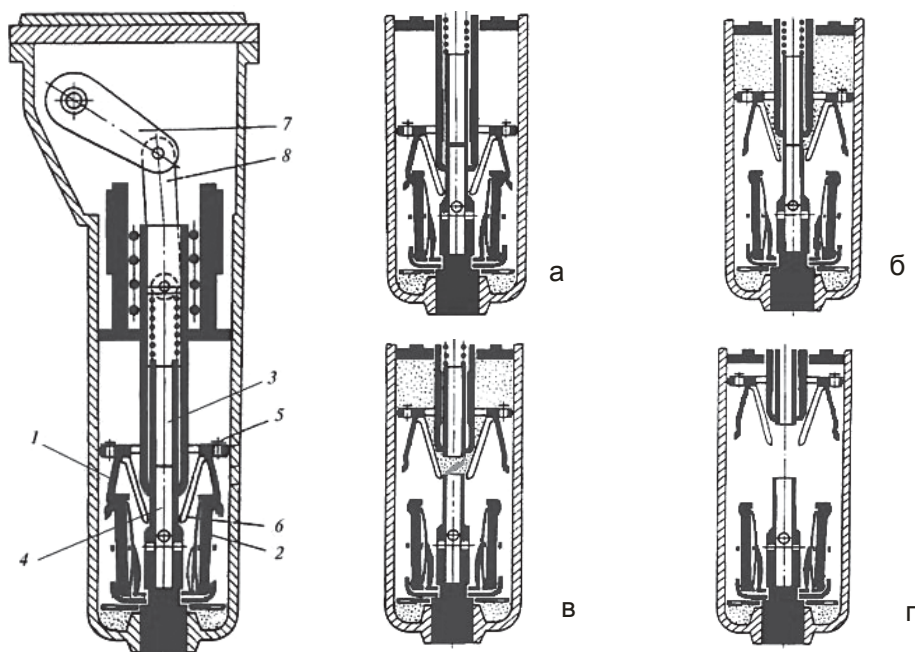


Рис. 1.21. Автокомпрессионный элегазовый выключатель фирмы Merlin Gerin

На рис. 1.21 представлены полюс автокомпрессионного выключателя фирмы Merlin Gerin и положение механизма, соответствующее различным этапам отключения. Положение а соответствует нормальному включенному состоянию. Ток протекает по главным контактам 1, 2, дугогасительные контакты 3, 4 замкнуты. Ввиду того что они изготовлены из дугостойкой металлокерамики (CuW), токоведущий контур обладает большим сопротивлением. Поэтому через дугогасящие контакты, как правило, проходит ток не более 15–20 % $I_{ном}$. Положение б соответствует началу процесса отключения. Подвижный поршень 5 совместно с подвижным главным контактом 1 и соплом 6 перемещается под воздействием приводных рычагов 7, 8. Этим создается избыточное давление в полости над поршнем по сравнению с объемом под поршнем. Ток из главных контактов 1, 2 перебрасывается в дугогасительную цепь контактов 3, 4. При дальнейшем перемещении поршня (положение в) происходит размыкание контактов 3, 4 с одновременным возникновением дутья через внутренние полости контактов 3, 4 – двустороннее симметричное дутье. При этом выделяющаяся энергия дуги разогревает элегаз, что приводит к повышению перепада давления и усилению интенсивности истечения газовой струи. После гашения дуги при дальнейшем перемещении поршня (положение г) продолжается вентиляция межконтактного промежутка, обеспечивающая необходимую электрическую прочность.

Выключатель Fluarc FB4 на напряжение $U_{\text{ном}} = (7,2-36)$ кВ, номинальный ток отключения $I_{\text{о.ном}} = 25$ кА, номинальный ток $I_{\text{ном}} = (630-1250)$ А. Давление внутри корпуса 1,5 МПа, время гашения дуги 15 мс, полное время отключения 60-80 мс, срок службы – 20 лет.

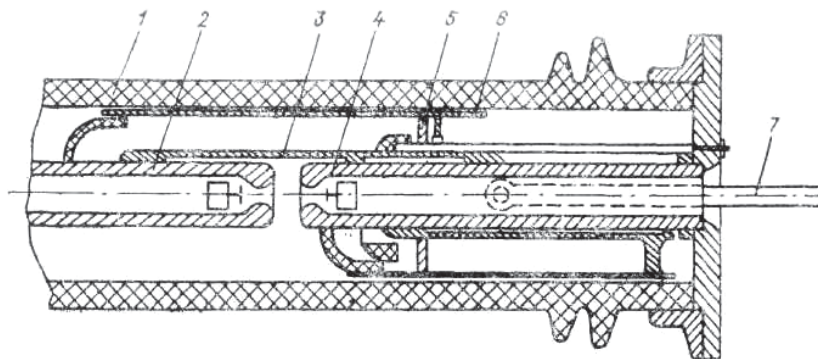


Рис. 1.22. Конструкция дугогасительного устройства с двухсторонним дутьем

Схема ДУ двухстороннего дутья показана на рис. 1.22. На этом рисунке верхняя половина ДУ изображена во включенном положении, а нижняя – в отключенном. Внутри герметичной изоляционной камеры 1, заполненной элегазом, соосно установлены два соплообразных неподвижных контакта 2 и 4 и неподвижный дутьевой поршень 5. Цепь тока при включенном положении выключателя образована скользящим неподвижным контактным мостиком 3, жестко связанным с подвижным дутьевым цилиндром 6. При отключении тока тяга 7 перемещает дутьевой цилиндр и контактный мостик вправо, в рабочем объеме цилиндра повышается давление. Дуга, возникающая между контактным мостиком и левым соплом, потоком сжатого элегаза затягивается внутрь сопел. Двухстороннее продольное дутье интенсивно воздействует на ствол дуги, которая гаснет в один из переходов тока через нуль. В конце хода цилиндра на отключение между соплами остается свободный изоляционный промежуток обеспечивающий необходимую электрическую прочность. Отработанный элегаз сбрасывается под оболочку изоляционной камеры.

В заключение следует отметить некоторые особенности автокомпрессионных элегазовых выключателей, которые связаны с принципом действия:

- ограниченный расход газовой среды как по величине, так и по продолжительности, вследствие чего действие газового потока на дугу носит импульсный характер;
- относительно большая приведенная масса подвижной системы элегазовых выключателей, которая увеличивается с ростом не только токовой нагрузки, но и номинального напряжения;
- относительно большой ход контактов.

1.4.3. Способы повышения отключающей способности газовых выключателей

1. Увеличение числа дугогасительных разрывов
2. Снижение волнового сопротивления линии.
3. Повышение давления дугогасящей среды.
4. Шунтирование выключателя резистором.
5. Шунтирование выключателя конденсатором.

1.5. Вакуумные выключатели

1.5.1. Особенности работы вакуумных выключателей

Длина дуги в вакуумных выключателях значительно меньше, чем в масляных и воздушных, что позволяет существенно снизить габариты дугогасительной камеры. Вакуумные дугогасительные камеры (ВДК) состоят из следующих основных элементов (рис. 1.23): изоляционного керамического корпуса; токоведущей системы с коммутирующими контактами; системы металлических экранов.

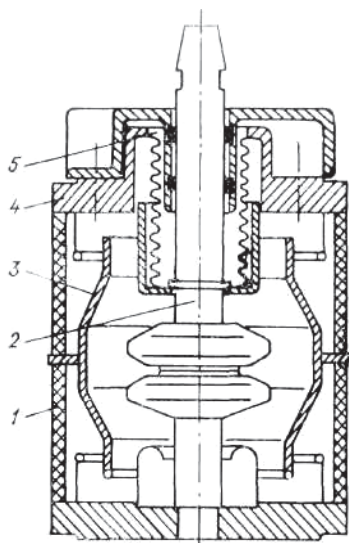


Рис. 1.23. Дугогасительная камера вакуумного выключателя:

1 – изоляционная камера; 2 – токоведущий стержень с контактами; 3 – экран; 4 – фланец; 5 – сальфон

Изоляционный корпус обеспечивает поддержание давления внутри камеры на уровне $\sim 10\text{--}5$ Па в течение всего срока службы и необходимую электрическую прочность по наружной и внутренней поверхностям. Давление поддерживается на требуемом уровне благодаря использованию вакуумплотных изоляторов и металлических фланцев, а также соответствующей механической прочности корпуса и элементов крепления.

Основные функции токоведущей системы такие же, как и в любом выключателе: обеспечение длительного протекания номинального тока и кратковременного (до 3 с) – тока короткого замыкания, работоспособно-

сти контактов после электродугового их размыкания; передача и восприятие усилий от привода при включении и отключении. Поэтому основные расчеты при конструировании контактных систем связаны с оценкой их электрического сопротивления, механической прочности и температуры токоведущего контура. Кроме того, в разомкнутом состоянии межконтактный промежуток должен обеспечивать необходимую электрическую прочность для исключения пробоев при воздействии перенапряжений.

Система экранов обеспечивает: защиту внутренней поверхности изоляционного корпуса от попадания продуктов эрозии контактов под воздействием дуги отключения, выравнивание распределения напряженности поля внутри дугогасительной камеры.

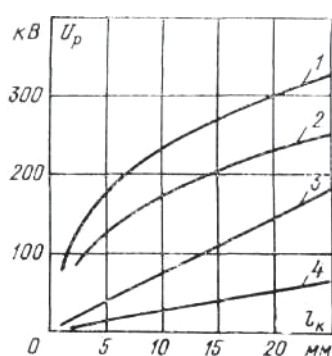


Рис. 1.24. Зависимости разрядных напряжений в однородном поле от расстояния между контактами для различных изоляционных сред: 1 – вакуум; 2 – масло; 3 – элегаз; 4 – воздух

При размыкании контактов внутри вакуумной дугогасительной камеры дуга возникает в парах металла, заполняющего межконтактный промежуток. Дуга горит до тех пор, пока на контактах выделяется энергия, достаточная для поддержания в межконтактном промежутке концентрации паров металла, при которой может существовать дуговой разряд. При переходе тока через нуль выделяющаяся на электродах энергия резко уменьшается и дуга гаснет еще до достижения тока в коммутируемой цепи, равного нулю. Скорость восстановления электрической прочности межконтактных промежутков длиной 10 мм составляет 15–20 кВ/мкс. В результате происходит срез тока, который вызывает перенапряжения в коммутируемой цепи. Это обстоятельство является существенным недостатком вакуумных выключателей, но его можно устранить установкой нелинейных ограничителей перенапряжений.

Электрическая прочность изоляционного промежутка в вакууме чрезвычайно высока, поскольку практически исключено лавинообразное нарастание количества заряженных частиц при их ударной ионизации из-за весьма низкой плотности газа (рис. 1.24). Как видно, в однородном поле уже при длине промежутка $L_k = 10$ мм разрядное напряжение превышает 200 кВ. Поэтому длина корпуса дугогасительной камеры (или изоляционной ее части) определяется необходимой электрической прочно-

стью воздушного промежутка между фланцами корпуса и поверхности корпуса при увлажнении. Для вакуумных выключателей наружной установки необходимая электрическая прочность при увлажнении загрязненных поверхностей обеспечивается выбором длины пути тока утечки. При этом следует иметь в виду, что изоляционный корпус разомкнутого выключателя может оказаться под воздействием двойного рабочего напряжения (если напряжения на контактах оказываются в противофазе).

Длина воздушного промежутка между фланцами (без учета длины металлической части корпуса при его наличии) определяется исходя из требования надежной работы при расчетных воздействиях перенапряжений на один из контактов и рабочего напряжения – на другой контакт.

В вакуумных выключателях дуга горит в парах контактного материала, вследствие чего на ее характеристики значительно влияют свойства контактного материала. Тугоплавкие контактные материалы (типа вольфрама) обладают высокой дугостойкостью, однако имеют большой ток среза, вследствие чего возникают перенапряжения. Для уменьшения тока среза разработаны специальные композиции, не образующие твердых растворов с основными компонентами. Методы порошковой металлургии с использованием вакуумной технологии позволяют создать композиции с заранее заданными характеристиками.

К материалу контактов вакуумных выключателей предъявляются следующие требования:

- температура кипения всех компонентов композиционного материала должна быть $TKIP < 3500 \text{ K}$ (для обеспечения высокой отключающей способности);
- твердость по Бринеллю должна быть не менее 1000 МПа, и не должны образовываться микроострия (для обеспечения высокой электрической прочности межконтактного промежутка);
- материал должен содержать определенное количество такого компонента с высокой электрической проводимостью, который не образует с другими компонентами растворов и химических соединений (для обеспечения низкого переходного сопротивления);
- материал должен содержать хрупкие компоненты, снижающие прочность сварного соединения (для обеспечения высокой стойкости к свариванию);
- материал (для обеспечения высокой эрозионной стойкости) должен состоять из компонентов, у которых коэффициенты аккумуляции теплоты различаются не менее чем в два раза.

Простые торцевые контакты имеют верхний предел по отключающей способности в диапазоне токов отключения 10–17 кА в зависимости от материала контактов

Ресурс (допустимое число отключений) контактов вакуумных дугогасительных камер можно определить, пользуясь известными формулами для расчета дуговой эрозии контактов

Так, ресурс контактов ВДК при номинальном токе $I_{\text{ном}} = 900 \text{ А}$ и номинальном напряжении 12 кВ составляет $N_0 = 4,2 \times 10^4$.

Для повышения отключающей способности применяются специальные конструктивные меры, обеспечивающие непрерывное перемещение дуги под действием магнитного поля, создаваемого отключаемым током (рис. 1.25).

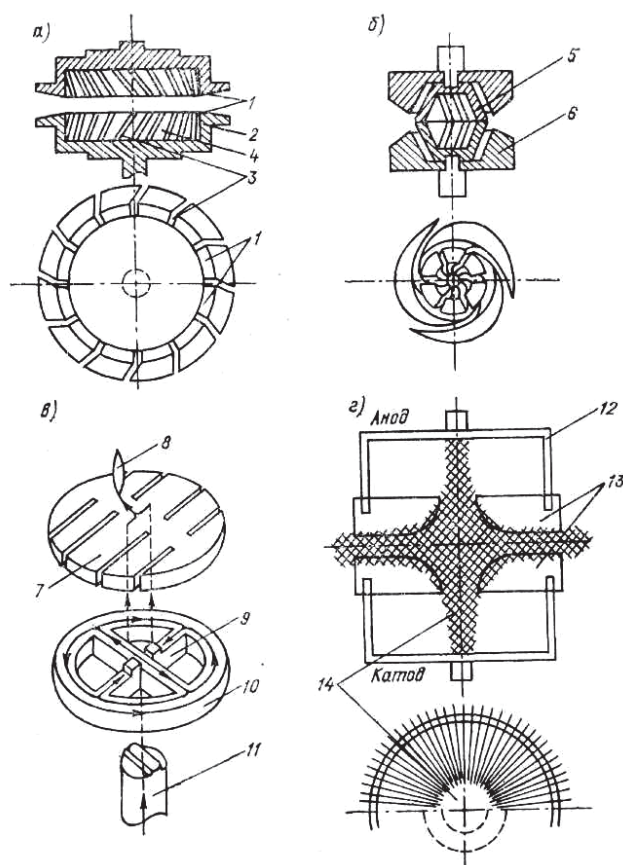


Рис. 1.25. Конструкции контактов ВДК с поперечным (а, б), продольным (в) магнитным полем и с искусственно увеличенной рабочей поверхностью (г):

- 1 – контактная поверхность; 2 – стенка контакта; 3 – наклонный радиальный канал; 4 – выступ; 5 – контактирующий элемент;
 6 – лепестковый дугогасительный электрод; 7 – дисковый контакт;
 8 – дуга; 9 – токоведущий радиальный стержень; 10 – токоведущий обод (путь тока указан стрелками); 11 – выступ на спицах, через который передается ток на дисковый контакт; 12 – контакт с ламельными пластинами;
 13 – ламели; 14 – осевой канал

В ВДК на номинальное напряжение 10 кВ и номинальные токи отключения до 31,5 кА применяются контакты с поперечным (по отношению к дуге) магнитным полем (рис. 1.25, а, б) с максимальной магнитной

индукцией $(1-1,5) \times 10^{-2}$ Тл. В результате быстрого перемещения дуги повышается эффективность дугогашения и ресурс контактов. В ВДК на более высокие напряжения и токи отключения применяют контакты с продольным магнитным полем (рис. 1.25, в).

Повысить отключающую способность ВДК можно конструктивными мерами, увеличивая рабочую поверхность контактов (рис. 1.25, г). В трубчатом контакте 12 радиально расположены ламели (тонкие медные пластины) 13, образующие осевой канал 14. При размыкании контактов плазменное облако проникает в пространство между ламелями, вследствие чего сохраняется диффузная форма дуги. При этом эффективная площадь контактов увеличивается на порядок по сравнению со сплошными контактами, а граничный ток, при котором дуга переходит от диффузной формы в сжатую, повышается от 5 до 30 кА. Выделяемая в дуге энергия вдвое меньше, чем при сплошных контактах, а дуговая эрозия уменьшается в 50 раз.

1.5.2. Перспективы развития вакуумных выключателей

Большими преимуществами вакуумных выключателей являются:

- высокое быстродействие, отключение тока при первом переходе его через нуль после разведения контактов;
- практическая нечувствительность к скорости восстановления напряжения из-за весьма высокой скорости восстановления электрической прочности межконтактного промежутка в вакууме;
- высокая износостойкость;
- простота обслуживания – отсутствует внешнее сопутствующее хозяйство (компрессорные установки, масляное хозяйство), не требуется ревизии камеры в течение срока службы (25 лет);
- взрыво- и пожаробезопасность;
- широкий диапазон температуры окружающей среды, в которой возможна работа ВДК (от -70 до $+200$ °С);
- повышенная стойкость к ударным и вибронагрузкам;
- бесшумность, отсутствие выбросов продуктов горения дуги и внешних эффектов при отключении токов к. з.;
- произвольное рабочее положение;
- малые габариты и масса, а также небольшие динамические нагрузки на фундамент.

Основные трудности, которые сдерживают развитие вакуумных выключателей по параметрам, связаны с теплоотводом от контактов как при рабочем токе, так и в процессе дугогашения. Тем не менее в настоящее время номинальные токи доведены до 3200 А, а токи отключения при

больших диаметрах контактов (140–200 мм) до 60–120 кА (японская фирма «Тошиба») при номинальном напряжении 10–30 кВ, 70 кА при напряжении до 45 кВ и 25–35 кА при напряжении до 70 кВ.

Представляется, что значительного повышения номинальных токов можно достичь с помощью тепловых труб, имеющих теплоотводящую способность до 2–3 кВт на 1 см² сечения трубы. Такие трубы можно использовать для выравнивания температуры вдоль токопровода с контактами: снижение температуры контактов осуществляется путем отвода теплоты к менее нагретым частям токопровода, связанным с фланцами ВДК.

При повышении номинальных напряжений необходимо применять последовательно несколько камер.

Тем не менее, основной областью применения вакуумных выключателей пока остаются распределительные устройства 6–35 кВ для условий частых коммутаций.

Глава 2

ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ КОММУТАЦИОННЫЕ АППАРАТЫ

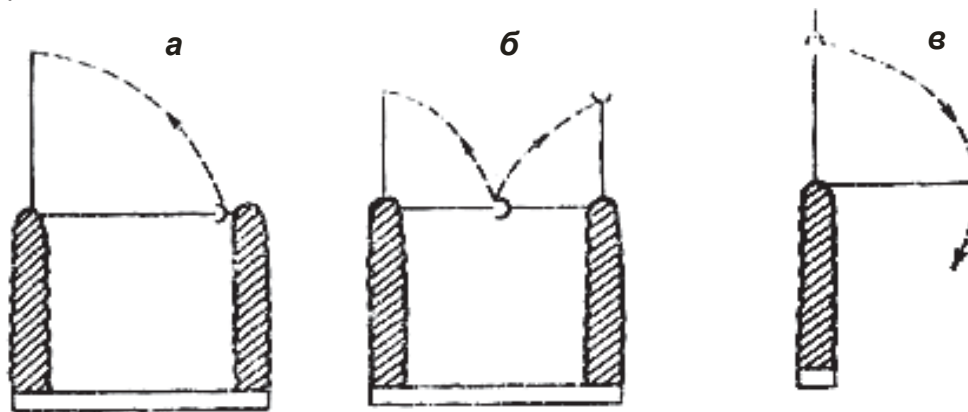
2.1. Разъединители

Разъединители – самые распространенные аппараты в РУ высокого напряжения (число разъединителей в 2,5–4 раза больше, чем выключателей). Поэтому весьма важными их характеристиками являются занимаемая площадь и объем, простота обслуживания, удобство проведения ремонтных и монтажных работ. Разъединители должны обладать высокой надежностью, поскольку число их операций в течение года эксплуатации может достигать нескольких сот и более в зависимости от схемы соединений РУ, а их повреждение может привести к серьезным авариям и нарушению схемы электроснабжения. Отключение разъединителем необесточенного участка цепи недопустимо, так как открытая электрическая дуга между размыкаемыми контактами может достигнуть очень больших размеров и даже при отключении незначительных токов перекинуться на соседние фазы и заземленные конструкции, что приведет к возникновению двух- и трехфазных к. з. В замкнутом положении через контактную систему разъединителя протекает длительно рабочий ток и коротковременно – токи короткого замыкания. Разъединители ОРУ должны надежно работать в неблагоприятных атмосферных условиях (ветер, гололед, увлажнения, загрязнения и др.). Их конструкция тесно связана с компоновкой РУ, главной схемой электрических соединений, конструктивным исполнением других аппаратов: выключателей, трансформаторов тока и напряжения, защитных аппаратов. Поэтому не может быть универсальной конструкции разъединителя, которую можно применять во всех случаях. Этим объясняется большое разнообразие конструкций разъединителей высокого напряжения.

Основными элементами разъединителей каждого типа являются: контактная система, содержащая подвижные и неподвижные контакты, привод с изоляционной тягой для передачи механического перемещения к подвижному контакту, контактные соединения, изоляция, система экранов токоведущих элементов (для разъединителей сверхвысокого напряжения).

Разъединители и отделители различаются по номинальному напряжению; номинальному току; роду установки (внутренняя или наружная); числу полюсов (одно-, двух- и трехполюсные); способу управления (с ручным управлением, электрическим или пневматиче-

ским приводом); наличию или отсутствию ножей заземления; способу установки (на горизонтальной плоскости или вертикальной, или наклонной); виду среды, в которой замыкаются и размыкаются контакты.



*Рис. 2.1. Вертикально-поворотные разъединители и разъединители со сложной конструкцией ножей:
а, в – с одним ножом; б – с двумя полуножами*

По характеру движения подвижного контакта (ножа) все многообразие конструкций разъединителей и отделителей наружной и внутренней установки можно подразделить на несколько типов:

- вертикально-поворотные (рубящего типа), движение ножа которых происходит в плоскости, параллельной осям опорных изоляторов полюса аппарата (рис. 2.1). Они могут быть с одним ножом (рис. 2.1, а) или с двумя полуножами (рис. 2.1, б). В последнем случае необходимо меньшее расстояние до находящихся над ними элементов РУ (например, ошиновки). Возможна также одноколонковая конструкция с закреплением неподвижного контакта на ошиновке (рис. 2.1, в). При относительно большом вертикальном габарите аппараты этого типа допускают малые расстояния между полюсами, минимальное расстояние определяется электрической прочностью при перенапряжениях и требуемой электродинамической стойкостью при к. з.

- горизонтально-поворотные, движение ножа которых происходит в плоскости, перпендикулярной осям опорных изоляторов (рис. 2.2). Они применяются в основном на ОРУ, так как для них необходимы значительно большие междуполюсные расстояния, чем для разъединителей других типов. Конструкция с двумя полуножами (рис. 2.2, б) допускает меньшее расстояние между соседними фазами (А, В, С), чем с одним ножом (рис. 2.2, а). Однако контактное соединение при этом оказывается не зафиксированным на опорной изоляции. Разъединитель с цен-

тральной поворотной колонкой позволяет избежать этого недостатка (рис. 2.2, в), но неравномерное распределение напряжения по двум последовательным разрывам вызывает необходимость увеличения суммарного изоляционного расстояния по сравнению с одноразрывной конструкцией.

Для внутренних установок, не подверженных воздействию атмосферы и с напряжением, как правило, не выше 20 кВ, наиболее широко распространены рубящие разъединители с движением подвижного контакта (ножа) в вертикальной плоскости.

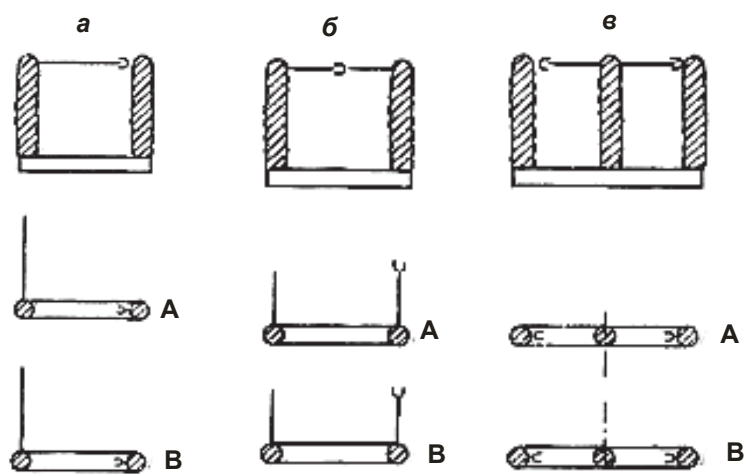


Рис. 2.2. Горизонтально-поворотные разъединители: а – с одним ножом; б – с двумя полуножами; в – с центральной поворотной колонкой

Для получения электродинамической стойкости контактов необходимо соответствующее контактное нажатие. С ростом тока контактное нажатие и усилие, необходимое для включения, возрастают. При ручных приводах контактные нажатия стремятся выбирать возможно меньшими. С этой целью применяют сдвоенные ножи и электромагнитные замки.

Для повышения электродинамической стойкости контактов разъединителей широко используются электродинамические силы, возникающие в токоведущих элементах.

На рис. 2.3 показан трехполюсный разъединитель типа РВ на напряжение 10 кВ и ток 400 А, а на рис. 2.4 – в увеличенном масштабе его контактная система.

Подвижный контакт 1 выполнен в виде двух параллельных шин. При к.з. электродинамическая сила прижимает шины 1 к стойкам неподвижного контакта 2. При номинальном токе контактное нажатие создается пружинами 3, которые воздействуют на подвижный контакт через стальные пластины 4.

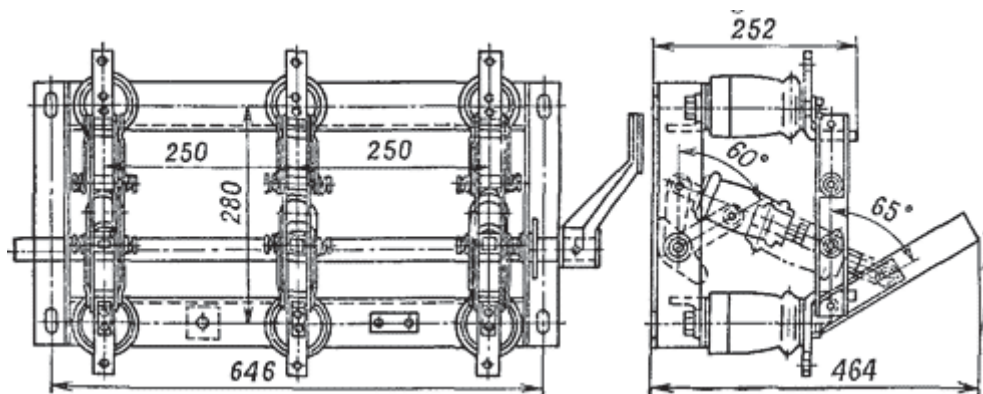


Рис. 2.3. Разъединитель типа РВ

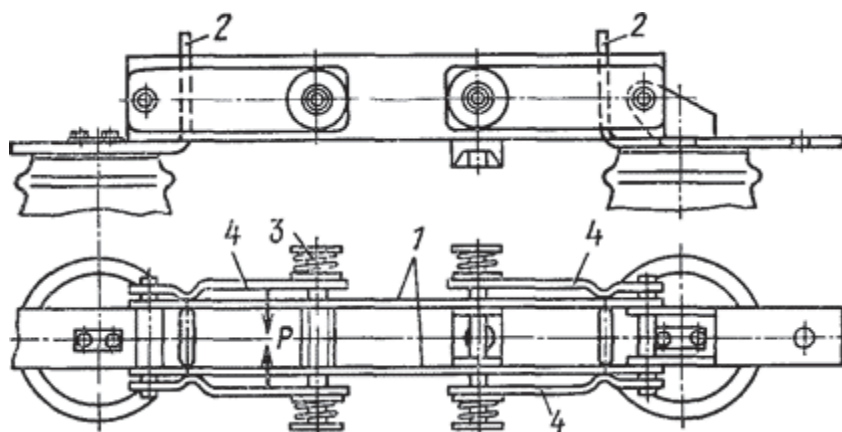


Рис. 2.4. Контактная система разъединителя типа РВ

Магнитный поток, создаваемый проходящим по шинам ток, замыкается вокруг них и через стальные пластины 4. В системе возникают электродинамические силы такого направления, чтобы возросла энергия магнитного поля. Пластины приближаются к шинам 1 и попадают в зону более сильного магнитного поля. Электромагнитная энергия при этом возрастает. Таким образом создается сила P , притягивающая стальные пластины к шинам и увеличивающая контактное нажатие.

Для управления разъединителями типа РВ применяются рычажные системы с ручным или моторным приводом. В схеме ручного рычажного привода (рис. 2.5) вал разъединителя имеет угол поворота 90° . Рычаг привода имеет угол поворота 150° . Чтобы избежать отключения под действием электродинамических сил, во включенном положении механизм находится в положении, близком к мертвому (шатун 1 и короткий рычаг 2 шарнира О располагаются почти на прямой). Кроме того, включающий рычаг 3 фиксируется в отключенном и включенном положениях с помощью специальных стопоров. При токах более 3 кА рычаг 3 заменяется червячной передачей, что позволяет увеличить действующую на шины силу.

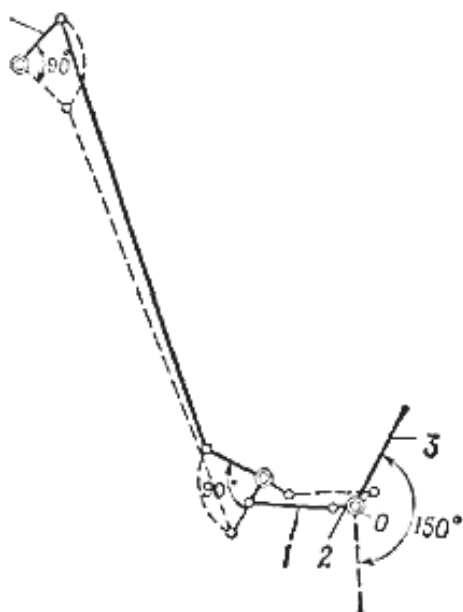


Рис. 2.5. Рычажный привод разъединителя

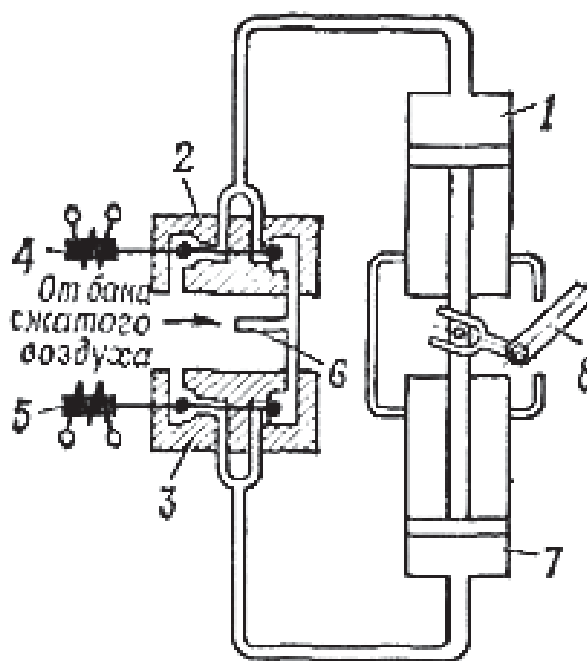


Рис. 2.6. Пневматический привод разъединителя

Для дистанционного управления применяются электрические и пневматические приводы. В электрических приводах ось двигателя связывается с выходным рычагом привода через систему червячной передачи.

В пневматическом приводе отсутствуют громоздкие рычажные передачи и обеспечивается плавный ход контактов (рис. 2.6). Поршневой механизм (цилиндры, поршни) 1, блок пневматических клапанов управления 2 и 3 и электромагниты управления 4 и 5 устанавливаются непосредственно на раме разъединителя. К разъединителю подводятся трубопровод со сжатым воздухом 6 и цепи управления электромагнитами.

Поршневой механизм проектируется так, что он находится в «мертвом» положении при включенном и отключенном разъединителе. При подаче напряжения на обмотку электромагнита 4 срабатывает клапан включения 2. Верхний цилиндр включения поршневого механизма 1 разобщается с атмосферой, и в него подается сжатый воздух под давлением 0,5–1 МПа. В это время нижний цилиндр 7 отключения через клапан отключения 3 связан с атмосферным воздухом и не препятствует движению нижнего поршня вниз. Под действием сжатого воздуха верхний поршень поворачивает рычаг и связанный с ним вал разъединителя 8, что приводит к замыканию контактов. Аналогично протекает процесс отключения.

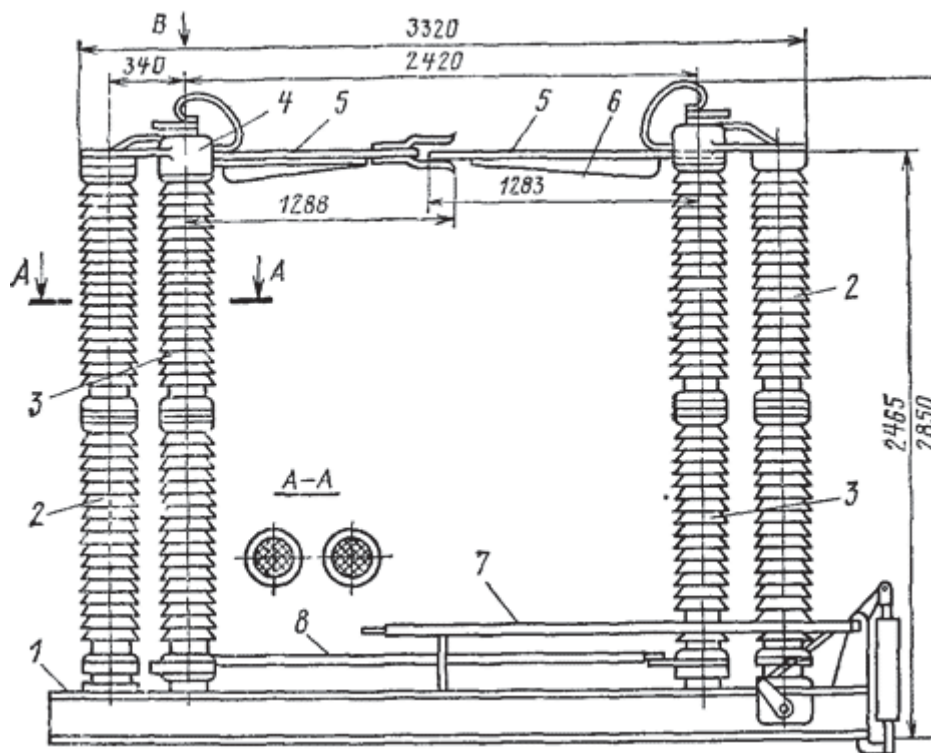


Рис. 2.7. Разъединитель типа РНДЗ-1

Для наружной установки широко используются разъединители поворотного типа РИД. На рис. 2.7 представлен разъединитель типа РНДЗ-1 на напряжение 220 кВ и номинальный ток 2 кА. На раме 1 смонтированы неподвижные изоляторы 2 и подвижные изоляторы 3, которые могут вращаться вокруг своей вертикальной оси. С подвижным изолятором связаны контакты разъединителя в виде ножей 5, вращающихся в горизонтальной плоскости. Места сочленения подвижных деталей защищены кожухом 4. Для размыкания ножей 5 поворачивается правый изолятор 3, который с помощью тяги 8 поворачивает левый изолятор 3. При необходимости правый нож в положении «отключено» может быть заземлен с помощью дополнительного ножа 7, который вращается в вертикальной плоскости и замыкается с контактом 6. Благодаря механической блокировке заземление возможно только при отключенном положении ножей 5. Разъединители такого типа применяются при напряжении до 750 кВ.

Следует отметить, что площадь открытого распреустройства (ОРУ) в значительной степени определяется площадью, занимаемой разъединителями. При напряжении более 330 кВ значительную экономию площади дают подвесные разъединители (рис. 2.8). Неподвижный контакт 1 в виде кольца укреплен на изоляторе 2.

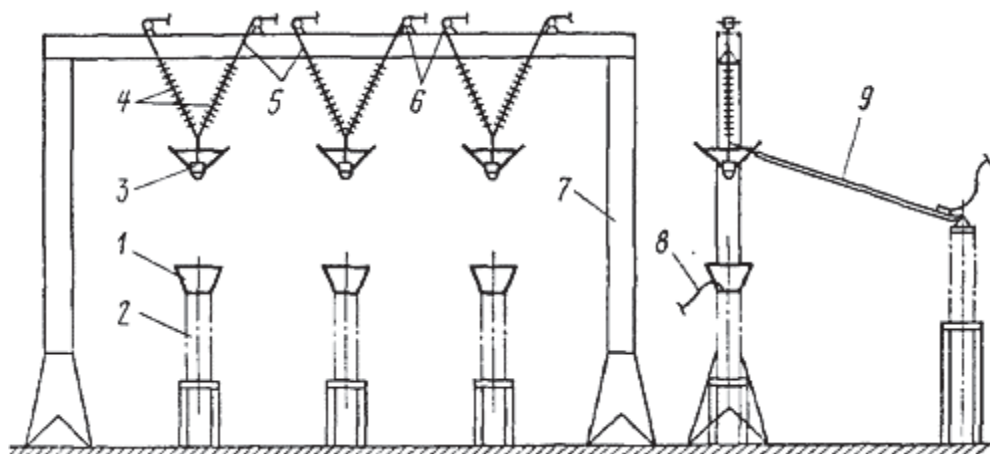


Рис. 2.8. Подвесной разъединитель

В качестве опоры контакта 1 могут использоваться трансформаторы тока или напряжения. Конический подвижный контакт 3 подвешен к гирлянде 4 подвесных изоляторов на стальных тросах 5. Тросы 5 пропущены через блоки 6 на портале 7 и связаны с барабаном электролебедки. Подвижный контакт 3 соединен с токоведущей трубой 9, неподвижный контакт соединен с гибкой шиной 8 либо с контактом аппарата. При включении контакт 3 опускается вниз под действием специального груза, который создает необходимое контактное нажатие. При отключении контакт 3 и связанный с ним груз поднимаются с помощью электролебедки. Такие разъединители разработаны еще в 70-х годах на напряжение до 1150 кВ и длительные токи до 3,2 кА.

2.2. Отделители и короткозамыкатели

Отделители и короткозамыкатели предназначены для трансформаторных подстанций без выключателей на стороне 35–220 кВ. Отделитель, по существу, представляет собой разъединитель, снабженный приводом для автоматического отключения в течение достаточно малого времени (собственное время срабатывания не превосходит 0,5 с). Для ручного включения отделителя необходимо затратить 50–60 с.

Короткозамыкатель предназначен для создания искусственного к. з. и допускает примерно пять включений на расчетный ток к. з. Время включения короткозамыкателя несколько меньше (0,15–0,25 с). Короткозамыкатели для наружной установки выпускаются в однополюсном исполнении на напряжения 110, 150 и 220 кВ, а также в двухполюсном исполнении на 35 кВ для сетей с изолированной нейтралью. На рис. 2.9 показана конструкция короткозамыкателя на 110 кВ наружной установки. На основании 7 установлен опорный изолятор 5 с неподвижным

контактом 4. Подвижный контакт (нож) 3 связан с электромагнитным приводом 1 посредством систем рычагов и изоляционной тяги 2. Нож 3 при помощи гибкой связи 6 и шины 9 глухо соединяется с контуром заземления РУ.

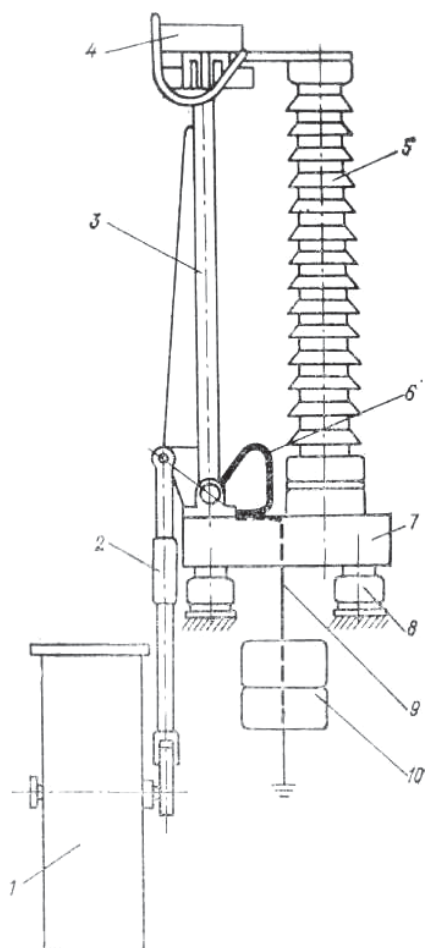


Рис. 2.9.

*Короткозамыкатель
на напряжение 110 кВ*

На шине 9 установлены трансформаторы тока 10 проходного типа. Отключение короткозамыкателя осуществляется приводом, а включение — с помощью включающих пружин. Основание аппарата 7 установлено на опорных изоляторах 8. Конструктивное исполнение короткозамыкателей на напряжения свыше 35 кВ аналогично описанному здесь.

Заземлители в отличие от заземляющих ножей разъединителей — это отдельно устанавливаемые аппараты. Область их применения достаточно широка — от 10 до 35 кВ для внутренней установки и до 750 кВ для наружной. Заземлители наружной установки выполняются в однополюсном варианте и по конструкции аналогичны заземляющим ножам врубного типа, которыми комплектуются разъединители. В отличие от короткозамыкателей заземлители управляются главным образом посредством ручного привода. Некоторые конструкции заземлителей, специально созданные для ГРУ, могут быть использованы не только в качестве рабочих — для заземления обесточенных участков ГРУ, но и для включения на элементы, находящиеся под напряжением. Таким образом, заземлитель может выпол-

нять роль защитного аппарата, исключающего разрушение стенок ГРУ под воздействием дуги, ток которой недостаточен для срабатывания силового выключателя, установленного в ячейке ГРУ.

С целью снижения времени срабатывания короткозамыкателей и заземлителей специального исполнения, а также для облегчения условий их эксплуатации и повышения надежности весьма перспективными оказываются разработки с размещением контактных систем в герметичных оболочках, заполненных элегазом, либо в вакууме. Малый ход контактов, независимость от погодных условий и высокое быстродействие — отличительные свойства подобных аппаратов.

2.3. Токоведущие системы

Тоководущая система является весьма ответственной частью конструкции аппарата, так как в значительной мере определяет надежность его работы как коммутационного элемента РУ. Так, доля отказов при управлении разъединителями вследствие повреждений элементов тоководущей системы составляет около 40 %.

Токоведущая система (ТВС) разъединителя горизонтально-поворотного типа (рис. 2.10) состоит из следующих элементов: контактных выводов 1 для подключения ошиновки РУ, подвижных полуножей 3, на конце одного из которых укреплены ламели 4 с пружинами. Контактные выводы с полуножами соединены посредством гибких связей 2.

Конструктивное исполнение выводов аппарата зависит от типа ошиновки РУ. В РУ на 10-35 кВ выводы имеют вид плоских шин, в ОРУ на 110 кВ и выше применяется гибкая ошиновка с использованием сталеалюминиевых и алюминиевых полых проводов. Кроме того, в ОРУ на 330–750 кВ часто применяется жесткая ошиновка на основе алюминиевых труб, диаметр которых выбран по условию ограничения коронного разряда.

Гибкие связи изготавливаются из ленточной меди толщиной 0,1–0,2 мм или из тонкого многожильного сплетенного провода. Концы гибкой связи пропаиваются оловом или свариваются.

Разъединители наружной установки допускают длительную перегрузку током $1,2I_{\text{ном}}$ при температуре окружающей среды $20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

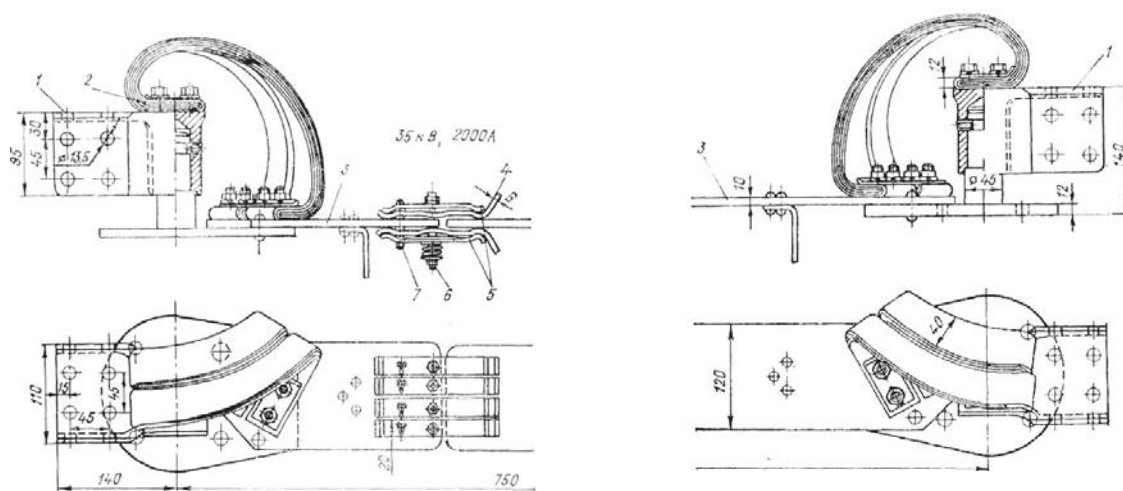


Рис. 2.10. Токоведущая система горизонтально-поворотного разъединителя

У разъединителей горизонтально-поворотного типа, а также некоторых вертикально-поворотных коммутирующих контакт состоит из одной или более пар ламелей. Ламели закрепляются на пластине ножа посредством стальных фиксирующих стержней 7 и шпилек 6 (рис. 2.10). Поверх ламелей 4 наложены стальные пластины 5, образующие магнитный замок. Ламели прижимаются к пластинам ножа с помощью пружин. При больших номинальных токах ($I_{ном} > 1000 \text{ A}$) на ламели напаяются серебряные пластины, используется и гальваническое серебряное покрытие. При отключении разъединителя оба полуножа поворачиваются в горизонтальной плоскости в одном направлении и один из них выходит из контактных ламелей. После выхода этого полуножа из ламелей последние сближаются, однако их сближение ограничивается дистанционными шайбами, что исключает поломку контакта при включении.

Глава 3

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

3.1. Назначение и принцип действия трансформатора тока

Трансформатором тока (ТТ) называется измерительный аппарат, служащий для преобразования тока, у которого первичная обмотка включается в цепь последовательно, а вторичная – содержит измерительные приборы и реле защиты и автоматики.

Трансформатор тока имеет двоякое назначение. Первое – понизить ток в первичной цепи до небольшого значения (обычно 5 или 1 А), удобного для работы обычных измерительных приборов и реле. Второе важное назначение – обеспечение безопасности обслуживающего персонала путем надежной изоляции вторичной обмотки и питаемых ею цепей низкого напряжения от цепи высокого напряжения, в которую включена первичная обмотка.

К основным номинальным параметрам ТТ, помимо общих для аппаратов высокого напряжения $U_{\text{ном}}$ и частоты $f_{\text{ном}}$, относятся:

- номинальный (или действительный) коэффициент трансформации $K_{\text{ном}}$ – отношение номинального первичного тока трансформатора к его номинальному (или соответственно к действительному) вторичному току.

- относительная погрешность коэффициента трансформации ТТ – разность между номинальным коэффициентом и действительным коэффициентом трансформации, выраженная в процентах от действительного коэффициента трансформации.

- угловая погрешность ТТ – угол между вектором первичного тока и повернутым на 180° вектором вторичного тока. Угловая погрешность считается положительной, когда повернутый вектор вторичного тока опережает вектор первичного тока.

- кратность первичного тока ТТ – отношение действительного первичного тока к номинальному первичному.

- максимальная кратность вторичного тока – наибольшее значение кратности вторичного тока при заданной вторичной нагрузке и любых значениях первичного тока.

- номинальная вторичная нагрузка $Z_{2\text{ном}}$ – полное сопротивление внешней вторичной цепи ТТ, при которой гарантируется установленный класс точности ТТ или предельная кратность первичного тока.

Одной из важнейших характеристик ТТ является его точность, определяемая погрешностью коэффициента трансформации и угло-

вой погрешностью. «Класс точности» – это одна из важнейших характеристик трансформатора, которая обозначает, что его погрешность измерений не превышает значений, определенных нормативными документами. А погрешность, в свою очередь, зависит от множества факторов.

Современные разработки позволяют изготавливать трансформаторы тока на 6–10 кВ с количеством обмоток до четырех. При этом комбинации классов точности обмоток могут быть самыми различными и удовлетворять любым запросам служб эксплуатации. Самыми простыми и популярными вариантами являются 0,5/10Р и 0,5S/10Р, в последнее время пользуются спросом комбинации 0,5S/0,5/10Р и 0,2S/0,5/10Р, но встречаются и более специальные сочетания, как, например, 0,2S/0,5/5Р/10Р.

Класс точности каждой обмотки выбирается, в первую очередь, исходя из ее назначения. Все обмотки испытываются индивидуально, и для каждой из них предусмотрена своя программа испытаний. Так, обмотки, предназначенные для коммерческого учета электроэнергии – классов точности 0,5S, 0,2S – проверяются по пяти точкам в диапазоне от 1 % до 120 % от номинального тока. Обмотки для измерений классов 0,5, 0,2 и редко используемого класса 1 испытываются на соответствие ГОСТ по четырем точкам – от 5 % до 120 %. И, наконец, обмотки, предназначенные для защиты (10Р и 5Р), всего по трем точкам – 50 %, 100 % и 120 % номинального тока. Такие обмотки должны соответствовать классу точности «3».

Детально требования к классам точности трансформаторов тока определены в ГОСТ 7746-2001, который является государственным стандартом не только в Российской Федерации, но и в странах СНГ. Кроме того, данный стандарт соответствует требованиям международного стандарта МЭК 44-1:1996. Другими словами, класс точности это понятие универсальное и международное, и требования к классам точности аналогичны во всех странах, поддерживающих стандарты МЭК. Исключение составляют страны, где не пользуются метрической системой, как, например, США. Там принят другой ряд классов точности, который выглядит как: 0,3; 0,6; 1,2; 2,4. Погрешность трансформатора тока во многом определяется его конструкцией, то есть такими параметрами, как геометрические размеры и форма магнитопровода, количество витков и сечение провода обмотки. Кроме того, одним из наиболее важных факторов, влияющих на погрешность трансформатора, является материал магнитопровода. Свойства магнитных материалов таковы, что при малых первичных токах (1...5 % от номинального) погрешность обмотки максимальна.

Поэтому основная проблема для конструкторов, проектирующих трансформаторы тока, состоит в том, чтобы добиться соответствия классу точности именно в этом диапазоне. В настоящее время при изготовлении обмоток, предназначенных для коммерческого учета, используется не электротехническая сталь, а нанокристаллические (аморфные) сплавы, обладающие высокой магнитной проницаемостью. Именно это свойство позволяет добиться высокой точности трансформатора при малых первичных токах и получать классы точности 0,5S и 0,2S.

Зависимость погрешности трансформатора от первичного тока нелинейна, поскольку напрямую зависит от характеристики намагничивания магнитопровода, которая для магнитных электротехнических материалов также нелинейна. Поэтому требования к классам точности представляют собой некий диапазон, в который должны укладываться погрешности трансформатора. Чем выше класс точности, тем уже диапазон. Разница же между классами 0,5 и 0,5S (или 0,2 и 0,2S) состоит в том, что погрешность обмотки класса 0,5 не нормируется ниже 5 % номинального тока. Именно при таких токах происходит недоучет электроэнергии, который можно сократить в несколько раз, применяя трансформаторы классов точности 0,5S и 0,2S.

Ужесточение требований к учету электроэнергии значительно сказалось на рынке измерительных трансформаторов тока и даже отразилось на конструкции большинства моделей. Более того, потребность в автоматизации и разделении цепей учета и измерения вызвала появление новых разработок, основными принципами которых стали: малые габариты, увеличенное число обмоток, защита информации, технологичность, надежность, многовариантность характеристик.

Трансформаторы тока отличаются от силовых двумя особенностями:

- работают в условиях, близких к короткому замыканию, так как сопротивление во вторичной цепи у них весьма мало;
- при изменении в широких пределах первичного тока во вторичной цепи ток изменяется пропорционально первичному независимо от нагрузки, на которую включена вторичная обмотка ТТ. В противоположность этому в силовых трансформаторах первичный ток изменяется в зависимости от нагрузки вторичной обмотки.

В общем случае ТТ имеет первичную обмотку с числом витков W_1 , вторичную обмотку с числом витков W_2 и сердечник-магнитопровод из трансформаторной стали (рис. 3.1).

При прохождении тока по первичной обмотке в магнитопроводе ТТ создается переменный магнитный поток Φ_1 изменяющийся с той же частотой, что и ток I_1 . Поток (Φ_1 индуцирует во вторичной обмотке ЭДС E_2 , которая при замкнутой вторичной цепи образует в ней ток I_2 . Ток I_2 будет иметь направление, противоположное направлению первичного тока I_1 (согласно закону Ленца). Ток I_2 создает в магнитопроводе переменный магнитный поток Φ_2 , который направлен встречно магнитному потоку Φ_1 . В результате магнитный поток Φ_1 , вызванный первичным током I_1 будет уменьшаться.

Как следствие взаимодействия магнитных потоков Φ_1 и Φ_2 в магнитопроводе устанавливается результирующий магнитный поток $\Phi_0 = \Phi_1 - \Phi_2$. Поток Φ_0 составляет несколько процентов магнитного потока Φ_1 . Поток Φ_0 передает энергию в процессе преобразования тока.

Первичный и вторичный токи могут отличаться друг от друга, но магнитодвижущие силы, ими вызванные, должны быть почти одинаковы. Первичный ток I_1 создает магнитодвижущую силу F_1 – вектор OA' (рис. 3.2). Эта магнитодвижущая сила уравнивается магнитодвижущей силой вторичной обмотки (вектор OB) и геометрически складывающейся с нею намагниченностью F_0 магнитопровода (вектор OA). Проходя через включенные во вторичную обмотку измерительные приборы, вторичный ток I_2 создает в них активное I_{2r} и реактивное I_{2x} падение напряжения. Их геометрическая сумма дает напряжение U_2 на вторичных зажимах ТТ. Добавив к напряжению U_2 падение напряжения во вторичной обмотке:

$$I_2 \times R_2 + j I_2 \times X_2,$$

получим ЭДС E_2 вторичной обмотки.

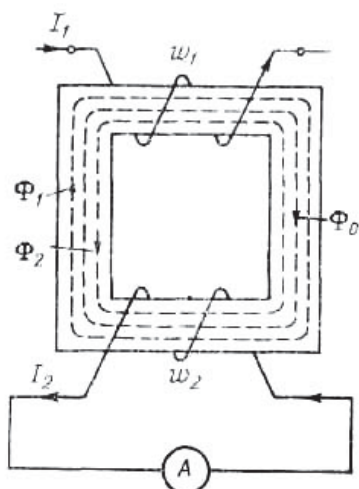


Рис. 3.1. Схема трансформатора тока

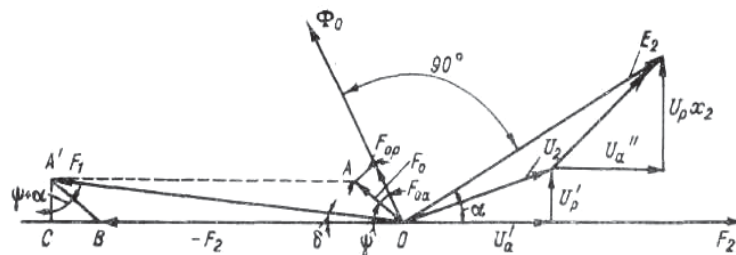


Рис. 3.2. Векторная диаграмма трансформатора тока

Поток Φ_0 опережает E_2 на 90° , чтобы его создать, необходимы магнитодвижущая сила $F_{\text{ор}}$ и активная составляющая $F_{\text{оа}}$ для покрытия активных потерь в сердечнике ТТ и его первичной обмотке. Их сумма даст F_0 (рис. 3.2).

Различают одновитковые и многовитковые трансформаторы тока. В одновитковом ТТ первичная обмотка может быть выполнена в виде стержня, шины или пакета шин. Примером такого исполнения является трансформатор типа ТПОЛ-10 с номинальным напряжением 10 кВ (рис. 3.3), который используется как проходной изолятор при переходе линии из одного помещения в другое.

Применение литой эпоксидной изоляции позволяет сильно упростить конструкцию и технологию производства по сравнению со сборными ТТ с фарфоровой изоляцией. Первичная обмотка-стержень 4, магнитопроводы 1 и крепежное кольцо 3 устанавливаются в специальную форму и заливаются жидкой смесью эпоксидной смолы, пылевидного кварцевого песка и отвердителя. После затвердения и полимеризации эта смесь приобретает высокие электрические и механические свойства.

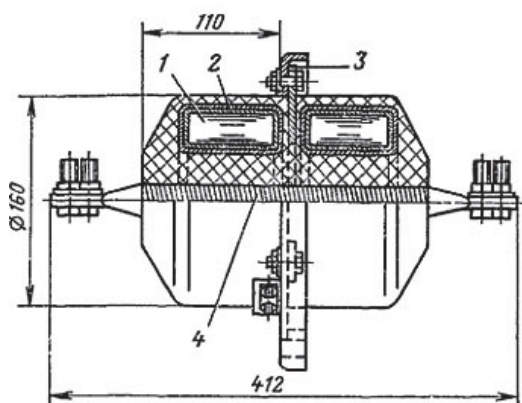


Рис 3.3. Одновитковый трансформатор тока типа ТПОД-10

По сути дела ТТ по рис. 3.3 имеет два независимых трансформатора, параметры которых могут быть различными. Магнитопроводы трансформатора выполняются в виде двух тороидальных сердечников 1, навитых лентой из текстурованного материала, например мар-

ки 3413. Если вторичная обмотка 2 равномерно распределена на тороидальном магнитопроводе, то ее индуктивное сопротивление X_2 в схеме замещения равно нулю, что позволяет снизить погрешность измерения ТТ. Конструкция допускает установку нескольких ТТ с разными параметрами на одной стержневой первичной обмотке. Электродинамическая стойкость одновитковых ТТ достаточно высока, так как на первичную обмотку действуют силы только от подводящих шин и соседних фаз. При трехфазном КЗ между стержнями первичных обмоток соседних фаз возникает электродинамическая сила. Кроме того, на конец стержня передаются силы, действующие на подводящую шину, которая одним своим концом укреплена на ближайшем опорном изоляторе, вторым – на стержне ТТ,

Электродинамическая стойкость, гарантированная заводом-изготовителем, относится обычно к определенному расстоянию между фазами и определенной длине шины, соединяющей опорный изолятор с ТТ. Недостаток одновитковых ТТ заключается в большой погрешности при малом номинальном первичном токе. Поэтому одновитковые трансформаторы тока применяются при токах 400 А и более. При первичном токе более 2 кА применяются одновитковые шинные трансформаторы тока. В качестве первичной обмотки используется пакет шин распределительного устройства, который проходит через окно магнитопровода. Электродинамическая стойкость такого ТТ определяется механической прочностью шин, их креплением и заводом не нормируется.

Одновитковые трансформаторы тока могут быть встроенными. В этом случае используются токоведущий стержень и изолятор другого аппарата или оборудования (выключателя, силового трансформатора, проходного изолятора и др.). Применение встроенных ТТ дает большой экономический эффект.

На проходном изоляторе встроенных ТТ, как правило, устанавливается несколько ТТ, вторичные обмотки которых можно соединять последовательно или параллельно. При последовательном соединении вторичных обмоток коэффициент трансформации не изменяется, так как удваивается число первичных и вторичных витков. Вторичный ток сохраняется неизменным, а вторичная ЭДС удваивается, что позволяет увеличить в 2 раза вторичную мощность. Для встроенных ТТ это очень важно, так как они удалены от реле и измерительных приборов, благодаря чему сопротивление соединяющих проводов получается большим. При параллельном соединении вторичных обмоток коэффициент трансформации уменьшается, так как первичные обмотки включаются последовательно. При этом вторич-

ный ток двух ТТ увеличивается. Это дает возможность получить вторичный ток, приближающийся к стандартному значению 5 А, например при первичном токе $I_{\text{ном}} = 200$ А.

Вторичные обмотки имеют отводы, которые позволяют в небольшом диапазоне регулировать коэффициент трансформации. При малых первичных токах (ниже 400 А) для получения высокого класса точности применяются многовитковые трансформаторы тока. При любом значении первичного тока необходимая для данного класса точности первичная МДС Ft получается за счет увеличения числа витков первичной обмотки W . На рис. 3.4 показан многовитковый трансформатор на напряжение 10 кВ. На прямоугольном шихтованном магнитопроводе 1 расположена вторичная обмотка 2. Первичная обмотка 3 выполняется из медной шины. Первичная обмотка выведена на контакты 5, вторичная — на контакты 6. Все детали ТТ залиты эпоксидным компаундом 4.

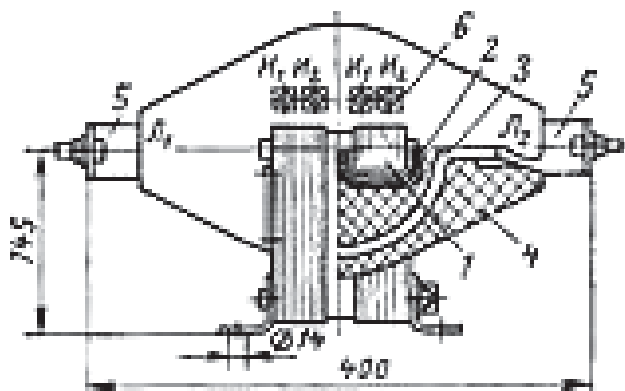


Рис 3.4. Многовитковый трансформатор тока

При КЗ на витки первичной обмотки действуют разрывающие электродинамические силы, что снижает стойкость ТТ. Кроме того, на первичной обмотке из-за ее относительно большой индуктивности может появиться значительное падение напряжения. Это является недостатком данной конструкции ТТ.

При напряжении 35 кВ и выше для открытых установок применяются ТТ с масляной изоляцией. Наиболее распространены ТТ так называемого звеньевоего типа (рис. 3.5). Три тороидальных магнитопровода 1 со вторичными обмотками 2 охвачены первичной обмоткой 4, выполняемой мягким многожильным проводом и обычно имеет несколько параллельных ветвей (на рис. 3.5 две ветви). При переходе с параллельного соединения на последовательное первичный номинальный ток трансформатора уменьшается в 2 раза. Первичная и вторичная обмотки изолируются кабельной бумагой 5 толщиной 0,12 мм.

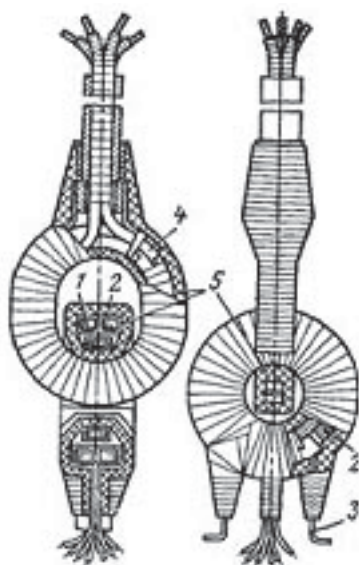


Рис. 3.5. Трансформатор тока
звеньевого типа

После наложения изоляции магнитопровод с обмотками крепится к основанию ТТ с помощью лап 3. К этому же основанию крепится фарфоровый кожух, который защищает обмотки от воздействия окружающей среды. Внутренняя полость ТТ после вакуумной сушки заполняется трансформаторным маслом. Масло пропитывает кабельную бумагу и заполняет все пустоты. Такие ТТ выполняются на напряжение до 220 кВ. Общий вид ТТ типа ТФН-35 на напряжение $U_{\text{ном}} = 35$ кВ представлен на рис. 3.6. Здесь 1 – вывод ветвей первичной обмотки; 2 – вывод первичной обмотки; 3 – магнитопровод; 4 – вторичная обмотка; 5 – изоляция из кабельной бумаги; 6 – фарфоровая покрывка; 7 – трансформаторное масло.

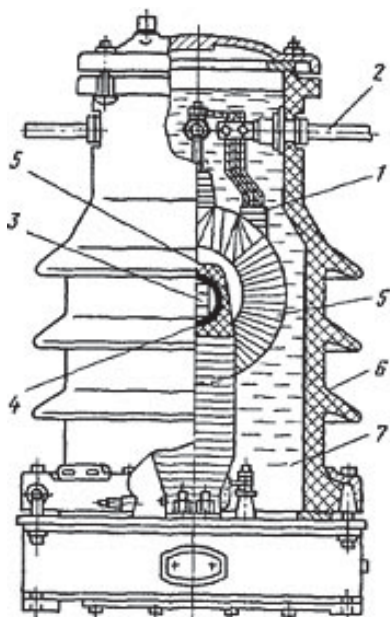


Рис. 3.6. Трансформатор тока
типа ТФН-35

С ростом номинального напряжения стоимость ТТ возрастает примерно пропорционально квадрату напряжения, в основном за счет изоляции. Поэтому при напряжении $U_{ном} > 220$ кВ применяют каскадные трансформаторы тока. На рис. 3.7 показан двухступенчатый каскадный ТТ на напряжение 500 кВ.

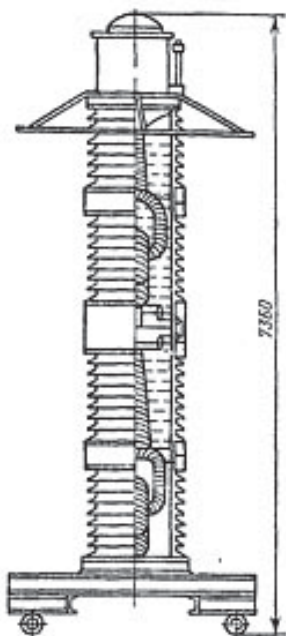


Рис. 3.7. Двухступенчатый каскадный трансформатор тока. Общая компоновка

Каждая ступень представляет собой ТТ на напряжение 250 кВ, аналогичный показанному на рис. 3.5. Вторичная обмотка первой ступени питает первичную обмотку второй ступени. При перевозке каждая ступень, залитая маслом, доставляется к месту установки отдельно. Стоимость двухступенчатого трансформатора примерно в 2 раза меньше, чем одноступенчатого. Недостатком каскадного ТТ является увеличение погрешности из-за увеличения сопротивления обмоток.

В связи с повышением номинального напряжения до 1150 кВ и выше представляется целесообразным переход на ТТ с оптико-электронной системой.

3.2. Оптико-электронные трансформаторы тока

Физическую основу оптико-электронных методов измерения составляют процессы преобразования измеряемого (входного) электрического сигнала в световой и светового сигнала в выходной электрический сигнал. Схемы преобразования отличаются друг от друга способом воздействия измеряемого параметра на свойства светового луча (способом модуляции) и, следовательно, разным конструктивным исполнением.

Известные оптико-электронные методы измерения делятся на два вида:

- методы, основанные на способах внутренней модуляции излучения;
- методы, основанные на способах внешней модуляции излучения.

Под внутренней модуляцией понимается воздействие измеряемого параметра на излучение в самом источнике света, под внешней – воздействие измеряемого параметра на излучение вне источника света.

Воздействие на излучение источника света может быть различным, что определяется видом модуляции излучения источника.

Возможно непосредственное воздействие током, пропорциональным измеряемому, т. е. модуляция по амплитуде; воздействие импульсами тока, частота следования которых пропорциональна частоте измеряемого тока – частотно-импульсная, времяимпульсная, частотная и другие виды модуляции. Род воздействия определит конструкцию и принципиальные схемы устройств и аппаратов, а также выходные характеристики.

Особенностью устройств и аппаратов с внутренней модуляцией является наличие первичного датчика, связывающего цепь измеряемого параметра с цепью источника излучения. В качестве первичного датчика возможно использовать шунт, трансформатор тока в режиме, близком к короткому замыканию, воздушный трансформатор тока и др.

Внешняя модуляция света может осуществляться изменением прозрачности специального элемента оптической системы, служащего модулятором света. К модуляторам света с управляемой прозрачностью относятся устройства, основанные на физической связи электрических и магнитных свойств некоторых веществ с их оптическими свойствами. В таких измерительных устройствах используются, например, модуляторы, основанные на магнитооптическом эффекте Фарадея.

При внешней модуляции осуществляется прямое воздействие измеряемого параметра первичного тока на модулятор света, что исключает необходимость иметь первичный датчик, как при внутренней модуляции.

Встроенным трансформатором тока принято считать трансформатор, в котором первичной обмоткой с измеряемым током служат элементы токоведущих частей различных электрических аппаратов. Встроенные ТТ устанавливаются на баковых масляных выключателях, на некоторых проходных изоляторах в распределительных устройствах, а также на генераторных токопроводах. На одном аппарате возможна установка нескольких встроенных ТТ.

Применение встроенных ТТ объясняется их сравнительной дешевизной. Основную часть стоимости обычного ТТ составляет стоимость

первичной обмотки и ее изоляции относительно земли. Во встроенном ТТ этих элементов нет, а стоимость проходного изолятора входит в стоимость базового аппарата. Поэтому стоимость встроенного ТТ оказывается незначительной. Кроме того, существенное снижение стоимости встроенных трансформаторов тока достигается благодаря снижению затрат на ошиновку, отчуждение территории. Причем, чем выше номинальное напряжение аппарата, тем больше эффект от применения встроенного ТТ.

Размеры встроенного трансформатора тока определяются в основном размерами проходного изолятора или шин токопровода, так как через ТТ должны пройти фарфоровая часть и заземленные фланцы проходного изолятора.

Для улучшения характеристик встроенных ТТ приходится увеличивать площадь поперечного сечения магнитопровода и применять лучшие сорта электротехнической стали или методы компенсации токовой погрешности.

С целью повышения класса точности и увеличения вторичной нагрузки применяют последовательное или параллельное соединение вторичных обмоток встроенных ТТ, расположенных на одной фазе. Первичные обмотки в обоих случаях остаются включенными в сеть последовательно.

Последовательное соединение двух одинаковых встроенных ТТ равносильно удвоению площади поперечного сечения магнитопровода. Параллельное соединение двух одинаковых встроенных ТТ приводит к удвоению номинального вторичного тока.

При небольших размерах магнитопровода вторичная обмотка распределяется равномерно по его окружности, а ТТ устанавливается на эластичную подкладку. При больших размерах магнитопровода вторичная обмотка делается секторной.

Конструкция встроенного оптикоэлектронного трансформатора тока включает в себя шинную опору с расположенным в ее верхней части оптико-электронным трансформатором тока (рис. 3.8).

Опорно-изоляционная конструкция представляет собой пространственную систему из двух ярусов, изоляционные элементы которых связаны между собой поясами жесткости, образующими в каждом ярусе правильные четырехугольники. С целью уменьшения материалоемкости, упрощения монтажа смежные пояса жесткости смещены относительно друг друга на угол 45° . Каждая вершина вышерасположенного четырехугольника соединена с соответствующей стороной нижнего четырехугольника двумя стеклопластиковыми изоляторами.

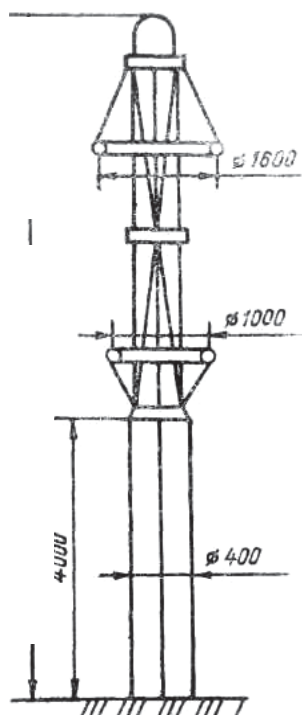


Рис. 3.8. Конструкция встроенного оптико-электронного трансформатора тока

К верхнему поясу жесткости приваривается платформа, на которой устанавливается оптико-электронный трансформатор тока.

Высота опорно-изоляционной конструкции определяется длиной воздушного промежутка экран – земля, выбранного по условию надежной работы при коммутационных и грозовых перенапряжениях.

3.3. Трансформаторы напряжения

Трансформатором напряжения (ТН) называется измерительный аппарат, у которого первичная обмотка включается в цепь параллельно, а вторичная (или вторичные) содержит измерительные приборы и реле. Как и ТТ, ТН имеет два назначения:

- изолировать вторичную обмотку и тем самым обеспечить безопасность обслуживающего персонала;
- понизить измеряемое высокое напряжение до значения, применяемого в низковольтных измерительных приборах ($100\text{ В}, 100/\sqrt{3}\text{ В}$).

К ТН не предъявляются требования высокой термической и электродинамической стойкости, так как вторичные токи их очень малы и даже при коротком замыкании во вторичной цепи не могут вызвать сколько-нибудь значительного термического и электродинамического эффекта, тем более, что последовательно с ТН обычно включаются токоограничивающие сопротивления или предохранители.

Требования к погрешностям ТН и ТТ аналогичны. Для ТН установлены три основных класса точности: 0,2; 0,5; 1. По специальному заказу может быть изготовлен трансформатор напряжения с классом точности 3, но широкого распространения в энергетике он не имеет. Специальные требования к точности при перегрузках большой кратности к ТН не предъявляются, так как такие перегрузки могут появиться только при аварии в самом трансформаторе или в питаемых им цепях.

Трансформаторы напряжения работают в условиях, близких к условиям холостого хода. Их номинальная мощность намного меньше предельной, определяемой нагревом.

Основными номинальными параметрами ТН являются: напряжение обмоток, напряжение трансформатора, равное номинальному напряжению первичной обмотки, коэффициент трансформации – отношение номинального первичного напряжения к номинальному вторичному напряжению, вторичная нагрузка, погрешность напряжения и угловая погрешность.

Согласно ГОСТ 7746–78 ТН должны удовлетворять заданным классам точности при следующих условиях:

1) изменение мощности, отдаваемой вторичной обмоткой, в пределах от $0,25\left(\frac{U_1}{U_{1ном}}\right)^2 \times P_{ном}$ до $\left(\frac{U_1}{U_{1ном}}\right)^2 \times P_{ном}$, где U_1 – напряжение сети; $U_{1ном}$ – номинальное напряжение трансформатора; $P_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора;

2) коэффициент мощности нагрузки 0,8;

3) частота 50 Гц.

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения – это мощность внешней вторичной цепи. Под номинальной вторичной нагрузкой понимают наибольшую нагрузку, при которой погрешность не выходит за допустимые пределы, установленные для трансформаторов данного класса точности.

В установках напряжением до 18 кВ применяются трехфазные и однофазные трансформаторы, при более высоких напряжениях – только однофазные. При напряжениях до 20 кВ имеется большое число типов трансформаторов напряжения: сухие (НОС), масляные (НОМ, ЗНОМ, НТМИ, НТМК), с литой изоляцией (ЗНОЛ). Следует отличать однофазные двухобмоточные трансформаторы НОМ от однофазных трехобмоточных трансформаторов ЗНОМ. Трансформаторы типов ЗНОМ-15, -20 -24 и ЗНОЛ-06 устанавливаются в комплектных токопроводах мощных генераторов. В установках напряжением 110 кВ и выше применяют трансформаторы напряжения каскадного типа НКФ и емкостные делители напряжения НДЕ.

В зависимости от назначения могут применяться разные схемы включения трансформаторов напряжения. Два однофазных трансформатора напряжения, соединенные в неполный треугольник, позволяют измерять два линейных напряжения. Целесообразна такая схема для подключения счетчиков и ваттметров. Для измерения линейных и фазных напряжений могут быть использованы три однофазных трансформатора (ЗНОМ, ЗНОЛ), соединенные по схеме «звезда – звезда», или трехфазный типа НТМИ. Так же соединяются в трехфазную группу однофазные трехобмоточные трансформаторы типа ЗНОМ и НКФ.

Присоединение расчетных счетчиков к трехфазным трансформаторам напряжения не рекомендуется, т. к. они имеют, обычно, несимметричную магнитную систему и увеличенную погрешность. Для этой цели желательно устанавливать группу из двух однофазных трансформаторов соединенных в неполный треугольник.

Трансформаторы напряжения выбирают по условиям $U_{уст} \leq U_{ном}$, $S_2 \leq S_{2ном}$ в намечаемом классе точности. За $S_{2ном}$ принимают мощность всех трех фаз однофазных трансформаторов напряжения, соединенных по схеме звезды, и удвоенную мощность однофазного трансформатора, включенного по, схеме неполного треугольника.

3.3.1. Оптико-электронный трансформатор напряжения

Трансформатор напряжения предназначен в первую очередь для измерения фазного напряжения в высоковольтном устройстве, питающем устройства релейной защиты и измерительные приборы.

Для высокоточных измерений при проведении исследований непригодны делители напряжения, так как они не удовлетворяют предъявляемым требованиям точности, достоверности и надежности из-за присущих им недостатков. К последним относится собственная емкость относительно земли, некоторая индуктивность обмоток, значительные наводки в цепи заземления, что ограничивает не только точность, но и полосу пропускания. При исследовании импульсных напряжений это обстоятельство может оказаться решающим. Особенно сильно указанные недостатки проявляются при сверхвысоких напряжениях 750 кВ и при исследовании распределения напряжений по изоляционным элементам конструкций высоковольтных аппаратов и устройств, когда делитель напряжения должен выполняться по сложной схеме с большим числом элементов, что снижает его точность и надежность.

В качестве основного элемента оптикоэлектронного трансформатора напряжения принята ячейка Поккельса. Из сравнения работы ячеек Поккельса и использующихся также для измерения напряжений высо-

ковольтных установок модуляторов света, основанных на эффекте Керра (ячеек Керра), вытекают значительные преимущества первой. Они заключаются в лучшей модуляционной характеристике, доступности технической реализации, долговечности, работоспособности в широком температурном диапазоне.

Существенным недостатком способа измерения напряжения с модулятором Керра является то, что интенсивность луча света (носителя информации) является нелинейной.

Основным элементом ячейки Поккельса является кристалл толщиной L в направлении главной оптической оси (оси z). Эффект Поккельса обнаруживается только в кристаллах с пьезоэлектрическими свойствами. В этих кристаллах по главной оси не происходит разложения света на обыкновенный и необыкновенный лучи, в то время как другие оси этим свойством обладают. Если же к кристаллу приложить электрическое поле вдоль оси z , то оптическая ось расщепится на две, кристалл станет двуосным. Световой луч разлагается на обыкновенный и необыкновенный. Это явление, носящее название эффекта Поккельса, и положено в основу оптико-электронного трансформатора напряжения.

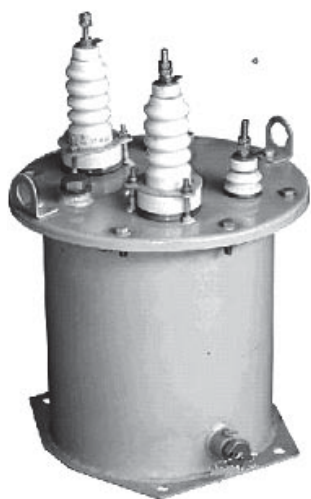


Рис. 3.9. Трансформатор напряжения НОМ



Рис. 3.10. Трансформатор напряжения трехфазный антирезонансный НАМИ-35

Трансформатор напряжения однофазный масляный. Предназначен для выработки сигнала измерительной информации для электрических и измерительных приборов в цепях защиты и сигнализации в сетях с изолированной и заземленной нейтралью. Класс точности 0,5; 1,0.

Трехфазный антирезонансный масляный трансформатор напряжения типа НАМИ-35 УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с изолированной

или с компенсированной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройств автоматики, защиты, сигнализации и управления.



*Рис. 3.11. Трансформатор напряжения
однофазный антирезонансный
НАМИ-110*



*Рис. 3.12. Трансформатор напряжения
однофазный антирезонансный
НАМИ-220*

Электромагнитный антирезонансный однофазный трансформатор напряжения типа НАМИ-110 УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц с глухо заземленной нейтралью с целью передачи сигнала измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

Трансформатор напряжения НАМИ-110 УХЛ1 имеет одноступенчатую некаскадную конструкцию.

Он состоит из активной части, помещенной в металлический корпус. На верху корпуса расположена изоляционная крышка с металлическим компенсатором давления, обеспечивающим компенсацию температурных изменений объема масла и защиту внутренней изоляции от увлажнения. Компенсатор закрыт защитным колпаком с прорезью для визуального контроля уровня масла. Трансформатор заполнен трансформаторным маслом марки ГК.

Трансформатор напряжения НАМИ-220 УХЛ1 имеет каскадную конструкцию и состоит из двух ступеней в фарфоровых корпусах с металлическими фланцами. Каждая ступень трансформатора имеет по два магнитопровода, закрепленных на соответствующих фланцах. Каждая ступень трансформатора имеет компенсатор давления, обеспечивающий компенсацию температурных изменений объема масла и защиту внутренней изоляции от увлажнения. Компенсатор закрыт защитным колпаком с прорезью для визуального контроля уровня масла. Трансформатор заполнен трансформаторным маслом ГК.

Глава 4 ОГРАНИЧИВАЮЩИЕ АППАРАТЫ

4.1. Способы защиты от перенапряжений

Внезапные повышения напряжения до значений, опасных для изоляции электроустановки, называются перенапряжениями. По своему происхождению перенапряжения бывают двух видов: внешние (атмосферные) и внутренние (коммутационные).

Атмосферные перенапряжения возникают при прямых ударах молнии в электроустановку или наводятся (индуцируются) в линиях при ударах молний вблизи от них. Внутренние перенапряжения возникают при резких изменениях режима работы электроустановки, например, при отключении ненагруженных линий, отключении тока холостого хода трансформаторов, замыкании фазы в сети с изолированной нейтралью на землю, резонансных, феррорезонансных явлениях и др.

Перенапряжения при прямых ударах молнии могут достигать 1000 кВ, а ток молнии – 200 кА. Разряд молнии обычно состоит из серии отдельных импульсов (до 40 шт.) и продолжается не более долей секунды. Длительность отдельного импульса составляет десятки микросекунд. Индуцированные перенапряжения достигают 100 кВ и распространяются по проводам линии электропередачи в виде затухающих волн. Атмосферные перенапряжения не зависят от номинального напряжения электроустановки и потому их опасность возрастает со снижением класса напряжения электрической сети. Коммутационные перенапряжения зависят от номинального напряжения электроустановки и обычно не превышают $4U_{\text{ном}}$.

Перенапряжения весьма опасны по своим последствиям. Пробив изоляцию, они могут вызывать КЗ, пожары в электроустановках, опасность для жизни людей и др. Поэтому каждая электроустановка должна иметь защиту от перенапряжений.

В качестве основных защитных средств от атмосферных повреждений применяют молниеотводы, разрядники и искровые промежутки. Ответственной частью всех этих аппаратов является заземлитель, который должен обеспечить надежный отвод зарядов в землю.

Разрядник представляет собой комбинацию искровых промежутков и дополнительных элементов, облегчающих гашение электрической дуги в искровом промежутке. Разрядники по исполнению делятся на трубчатые и вентильные, магнетовентильные, длинно-искровые, а по назначению – на под станционные, станционные, для защиты вращающихся машин и др.

Защитное действие разрядника заключается в том, что проходящий в них разряд ограничивает амплитуду перенапряжений до пределов, не представляющих опасности для изоляции защищаемого объекта. Возникающая при этом в разряднике электрическая дуга гасится после исчезновения импульсов перенапряжения раньше, чем срабатывает защита от КЗ, и, таким образом, объект не отключается от сети.

Каждый из разрядников, независимо от его типа и конструкции, состоит из искрового промежутка, один из электродов которого присоединяется к фазному проводу линии, а другой – к заземляющему устройству непосредственно или через добавочное сопротивление.

Через хорошо заземленный искровой промежуток вслед за импульсным током, возникающим после пробоя перенапряжением, проходит сопровождающий ток нормальной частоты (50 Гц), обусловленный рабочим напряжением. Разрядник должен обладать способностью быстро погасить сопровождающий ток после исчезновения перенапряжения. Для этого разрядник снабжают помимо искрового промежутка последовательно включенным с ним специальным элементом, обеспечивающим отключение сопровождающего тока.

Отключение сопровождающего тока обеспечивается двумя способами:

- в трубчатых разрядниках – специальным дугогасительным устройством;
- в вентильных разрядниках – активными сопротивлениями с нелинейной (зависящей от приложенного напряжения) характеристикой (рис. 1, а).

Нелинейная характеристика (рис. 1, б) должна быть такой, чтобы при перенапряжениях сопротивление разрядника было малым. При рабочих напряжениях сопротивление разрядника должно быть большим, чтобы гасился сопровождающий ток.

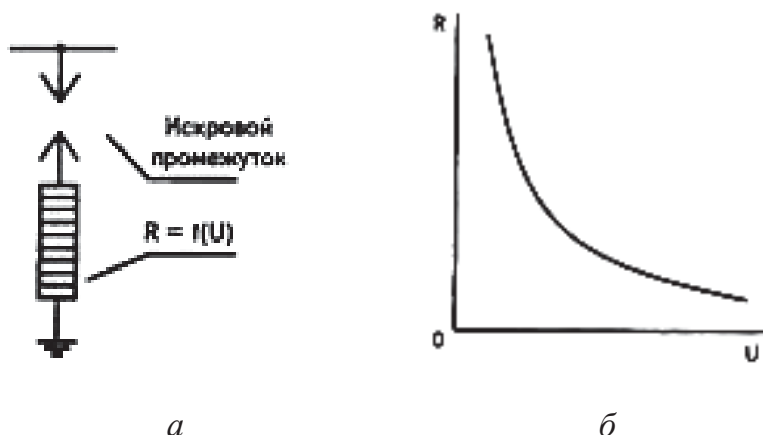


Рис. 4.1. Вентильный разрядник: а – схема; б – защитная характеристика

4.2. Виды разрядников

4.2.1. Трубчатые разрядники

Трубчатые разрядники служат для защиты от атмосферных и коммутационных перенапряжений изоляции ВЛ электрооборудования станций и подстанций всех классов напряжения. Устанавливаются, в основном, на подходах к подстанциям и вводам электроприемников.

Подключение трубчатых разрядников к токоведущим частям линий электропередачи производится через внешний искровой промежуток. Принято следующее обозначение типа трубчатых разрядников: Р – разрядник; Т – трубчатый; В или Ф – винипластовый или фибробакелитовый материал газогенерирующей трубки; У – усиленный; цифровое обозначение: в знаменателе – номинальное напряжение, в числителе – верхний и нижний предел отключаемых токов, кА. Например: РТВ – 35-10 разрядник трубчатый, винипластовый, напряжение 35 кВ, предельно отключаемые токи 2–10 кА.

Трубчатые разрядники, как правило, обеспечивают 7–8 успешных срабатываний, после чего газогенерирующая трубка не обеспечивает требуемого давления и дугогасящей способности. Винипластовая газогенерирующая трубка выгорает быстрее фибробакелитовой. Для подсчета числа срабатываний разрядники снабжаются однократными или многократными указателями срабатывания.

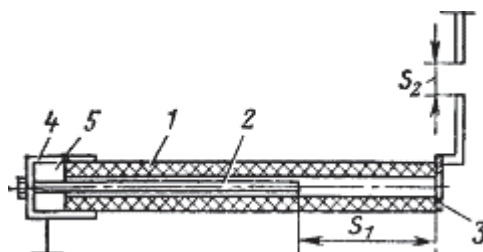


Рис. 4.2 Трубчатый разрядник

Трубчатый разрядник при нормальной работе установки отделен от линии воздушным промежутком S_2 . При появлении перенапряжения пробиваются промежутки S_1 и S_2 и импульсный ток отводится в землю. После прохождения импульсного тока по разряднику течет сопровождающий ток промышленной частоты. В узком канале обоймы (трубки) 1 из газогенерирующего материала (винипласта или фибры) в промежутке S_1 между электродами 2 и 3 загорается дуга. Внутри обоймы поднимается давление. Образующиеся газы могут выходить через отверстие в кольцевом электроде 3.

При прохождении тока через нуль происходит гашение дуги под действием охлаждения промежутка S_1 газами, выходящими из разрядника.

В заземленном электроде 4 имеется буферный объем 5, где накапливается потенциальная энергия сжатого газа. При проходе тока через нуль создается газовое дутье из буферного объема, что способствует эффективному гашению дуги.

Предельный отключаемый ток промышленной частоты определяется механической прочностью обоймы и составляет 10 кА для фибробакелитовой обоймы и 20 кА для винипластовой, упрочненной стеклотканью на эпоксидной смоле. Сопровождающий ток частотой 50 Гц определяется местом расположения разрядника и меняется в довольно широком диапазоне в зависимости от режима работы энергосистемы. Поэтому должны быть известны минимальные и максимальные значения тока КЗ в месте установки разрядника.

Минимальный ток разрядника определяется гасящей способностью трубки. Чем меньше диаметр выхлопного канала, чем больше его длина, тем меньше нижний предел отключаемого тока. Однако при больших токах в трубке возникает высокое давление. При недостаточной механической прочности трубки может произойти разрушение разрядника. В настоящее время выпускаются винипластовые разрядники высокой прочности с наибольшим отключаемым током до 20 кА.

Работа трубчатого разрядника сопровождается сильным звуковым эффектом и выбросом газов. Так, зона выброса газов разрядника РТВ-110 имеет вид конуса с диаметром 3,5 и высотой 2,2 м. При размещении разрядников необходимо, чтобы в эту зону не попадали элементы, находящиеся под высоким потенциалом.

Защитная характеристика разрядника в значительной степени зависит от вольт-секундной характеристики искрового промежутка. В трубчатом разряднике промежуток образован стержневыми электродами, имеющими крутую вольт-секундную характеристику из-за большой неоднородности электрического поля. В то же время электрическое поле в защищаемых аппаратах и оборудовании стремятся сделать равномерным с целью более полного использования изоляционных материалов и уменьшения габаритов и массы. При равномерном поле вольт-секундная характеристика получается пологой, практически мало зависящей от времени. В связи с этим трубчатые разрядники, имеющие крутую вольт-секундную характеристику, непригодны для защиты подстанционного оборудования. Обычно с их помощью защищается только линейная изоляция (изоляция, создаваемая подвесными изоляторами). При выборе трубчатого разрядника необходимо рассчитать возможный

минимальный и максимальный ток КЗ в месте установки и по этим токам выбрать соответствующий разрядник. Номинальное напряжение разрядника должно соответствовать номинальному напряжению сети. Размеры внутреннего S_1 и внешнего S_2 промежутков (рис. 4.2) выбираются по специальным таблицам

4.2.2. Вентильные разрядники

Вентильные разрядники предназначены для защиты от атмосферных перенапряжений оборудования электростанций и подстанций. Основными элементами разрядника являются многократные искровые промежутки и соединенные последовательно с ними нелинейные сопротивления в виде дисков из вилита. Термин «нелинейное сопротивление» означает, что сопротивление зависит от проходящего по нему тока (рис. 4.1). Сопротивление вилита уменьшается при возрастании проходящего по нему тока. Вилит не влагостоек, поэтому его помещают в герметизированный фарфоровый корпус. Для защиты подстанций используют разрядники серий РВП (разрядник вентильный подстанционный) и РВН (разрядник вентильный низковольтный). Устройство вентильного разрядника показано на рис. 4.3.

Разрядник работает следующим образом.

При перенапряжениях искровые промежутки 3 пробиваются, и по вилитовым дискам блока 4 ток проходит на землю. Сопротивление вилита резко уменьшается и импульс перенапряжения срезается. После прохождения импульса перенапряжения сопротивление вилита возрастает, дуга в искровом промежутке гаснет, и ток через разрядник не проходит.

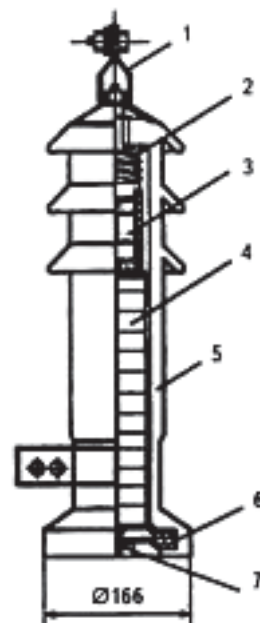


Рис. 4.3. Устройство вентильного разрядника серии РВП

Таблица 4.1

Параметры вентильных разрядников

Разрядник	Номинальное напряжение	Наибольшее допустимое эффективное напряжение на разряднике, кВ	Пробивное напряжение разрядника при частоте 50 Гц (в сухом состоянии и под дождем), кВ		Импульсное пробивное напряжение разрядника при предразрядном времени от 2 до 20 мкс, кВ, не более	Остающееся напряжение разрядника (кВ) при импульсном токе с длиной фронта волны 8 мкс с амплитудой, А			Масса, кг
			не менее	не более		3000	5000	10000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Для защиты от атмосферных перенапряжений оборудования подстанций небольшой мощности									
РВО-3	3	3,8	9	11	20	13	14	-	2,3
РВО-6	6	7,6	16	19	32	25	27	-	3,1
РВО-10	10	12,7	26	30,5	48	43	45	-	4,2
Для защиты от атмосферных перенапряжений подстанционного оборудования									
РВС-15	15	19	38	48	67	57	61	67	49
РВС-20	20	25	49	60,5	80	75	80	88	58
РВС-35	35	40,5	78	98	125	122	130	143	73
РВС-110м	110	100	200	250	285	315	335	367	230
РВС-220м	220	200	400	500	530	630	670	734	405
Для защиты от перенапряжений подстанционного оборудования									
РВМ-6	6	7,6	15	18	15,3	17	18	20	34
РВМ-10	10	12,7	25	30	25,5	28	30	33	38
РВМ-35	35	40,5	75	90	116	97	105	116	212
РВМГ-110м	110	100	170	195	260	245	265	295	330
Для защиты от перенапряжений вращающихся ЭМ									
РВРД-3У1	3	3,8	7,5	9	7	7	8	9	18,5
РВРД-6У1	6	7,6	15	18	14	14	16	18	23,8
РВРД-10У1	10	12,7	25	30	23,5	23,5	26,5	30,5	32,3
<i>Примечание.</i> В обозначении типов: Р – разрядник; В – вентильный; О – облегченный; С – станционный; М – с магнитным дутьем; Г – грозовой; РД – с растягивающей дугой									

4.2.3. Магнитовентильный разрядник

Магнитовентильный разрядник типа РВМГ состоит из нескольких последовательных блоков с магнитным искровым промежутком и соответствующего числа вилитовых дисков. Каждый блок магнитных искровых промежутков представляет собой поочередное соединение единичных искровых промежутков и постоянных магнитов, заключенное в фарфоровый цилиндр. При пробое в единичных искровых промежутках возникает дуга, которая за счет действия магнитного поля, создаваемого кольцевым магнитом, начинает вращаться с большой скоростью, что обеспечивает более быстрое, по сравнению с вентильными разрядниками, дугогашение.

4.2.4. Разрядник длинно-искровой

Принцип работы разрядника основан на использовании эффекта скользящего разряда, который обеспечивает большую длину импульсного перекрытия по поверхности разрядника, и предотвращении за счет этого перехода импульсного перекрытия в силовую дугу тока промышленной частоты. Разрядный элемент РДИ, вдоль которого развивается скользящий разряд, имеет длину, в несколько раз превышающую длину защищаемого изолятора линии. Конструкция разрядника обеспечивает его более низкую импульсную электрическую прочность по сравнению с защищаемой изоляцией. Главной особенностью длинно-искрового разрядника является то, что вследствие большой длины импульсного грозового перекрытия вероятность установления дуги короткого замыкания сводится к нулю.

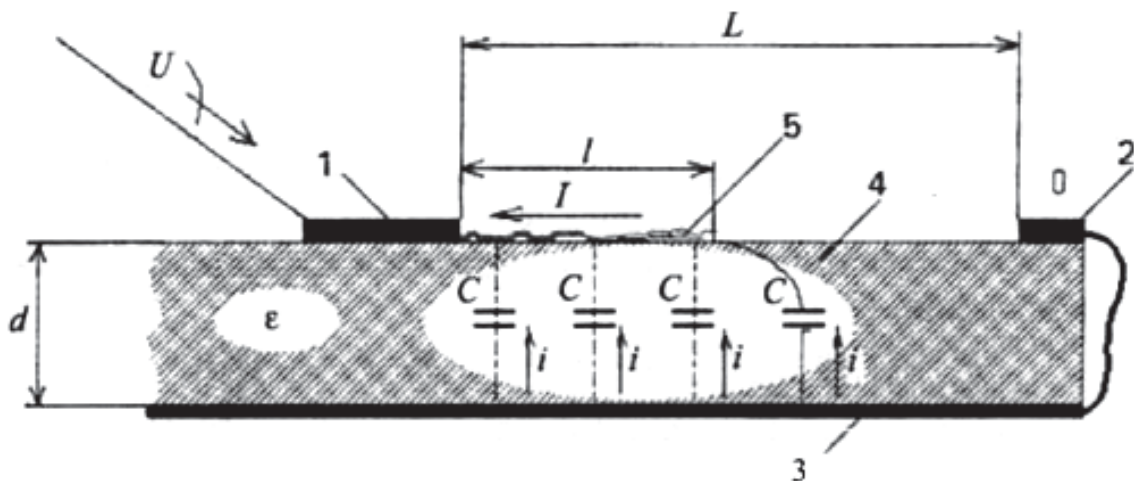


Рис. 4.4. Эквивалентная схема скользящего разряда:

1 — электрод, находящийся под потенциалом U ; 2 — электрод, находящийся под потенциалом «0»; 3 — проводящая подложка, находящаяся под потенциалом «0»; 4 — твердая изоляция; 5 — канал разряда

Электроды 1 и 2, между которыми развивается разряд, расположены на поверхности твердого диэлектрика 4. К участку L прикладывается импульс высокого напряжения U , а электрод 2 заземляется, то есть имеет нулевой потенциал. На противоположной поверхности твердого диэлектрика 4 расположена проводящая подложка 3, гальванически связанная с электродом 2. Таким образом, напряжение U , приложенное между электродами 1 и 2, воздействует также на электроды 1 и 3. Вследствие малой толщины диэлектрика наличие подложки 3 обеспечивает весьма высокие значения напряженности электрического поля на поверхности электрода L (особенно на его кромках) при относительно небольшом напряжении U . При достижении начальной напряженности коронного разряда с электрода 1 начинает развиваться скользящий разряд. Фактически наличие электрода 2 слабо влияет на величину напряженности электрического поля на поверхности электрода L и, соответственно, на напряжение коронного разряда. Канал разряда 5 обладает распределенной емкостью C относительно подложки 3.

Разрядник длинно-искровой РДИП-10

Разрядник длинноискровой, типа РДИП-10 предназначен для защиты воздушных линий электропередачи напряжением 6-10 кВ трехфазного переменного тока с защищенными и неизолированными проводами от индуцированных грозовых перенапряжений и их последствий и рассчитан для работы на открытом воздухе при температуре окружающего воздуха от минус 60° С до плюс 50° С в течение 30-и лет.

Разрядник состоит из согнутого в виде петли металлического стержня, покрытого слоем изоляции из полиэтилена высокого давления (рис. 4.5). Концы изолированной петли закреплены в зажиме крепления, с помощью которого разрядник присоединяется к штырю изолятора на опоре ВЛ. В средней части петли поверх изоляции расположена металлическая трубка. На проводе ВЛ, напротив металлической трубки разрядника, закрепляется универсальный зажим для создания необходимого воздушного искрового промежутка. Закрепление изолированной петли разрядника на ВЛ производится с помощью зажима крепления. Зажим крепления изготовлен из стали, покрытой защитным слоем цинка, и имеет конструкцию, обеспечивающую надежное крепление разрядника к элементам арматуры ВЛ. Конструкция зажима крепления разрядника может быть изменена и иметь форму, адаптированную под конкретные условия крепления разрядника на опоре ВЛ.

Универсальный зажим для провода изготовлен из стали, покрытой защитным слоем цинка. Конструкция зажима позволяет устанавливать его как на неизолированные, так и на защищенные провода, зажим для

которых имеет прокалывающий шипы. Принцип работы разрядника основан на использовании эффекта скользящего разряда, который обеспечивает большую длину импульсного перекрытия по поверхности разрядника, и предотвращении за счет этого перехода импульсного перекрытия в силовую дугу тока промышленной частоты. При возникновении на проводе ВЛ индуктированного грозового импульса искровой воздушный промежуток между проводом ВЛ и металлической трубкой разрядника пробивается, и напряжение прикладывается к изоляции между металлической трубкой и металлическим стержнем петли, имеющим потенциал заземлителя. Под воздействием приложенного импульсного напряжения вдоль поверхности изоляции петли от металлической трубки к зажиму крепления разрядника (по одному, или по обоим плечам петли) развивается скользящий разряд. Вследствие эффекта скользящего разряда вольт-секундная характеристика разрядника расположена ниже, чем вольт-секундная характеристика изолятора, то есть при воздействии грозового перенапряжения разрядник перекрывается, а изолятор нет. После прохождения импульсного тока молнии разряд гаснет, не переходя в силовую дугу, что предотвращает возникновение короткого замыкания, повреждение провода и отключение ВЛ.



Рис. 4.5. Момент срабатывания разрядника РДИП-10

На рис.4.5 представлен момент срабатывания разрядника при воздействии грозового импульса перенапряжения во время лабораторных испытаний на полномасштабной модели траверсы ВЛ 10 кВ.

Основные технические характеристики РДИП-10-4-УХЛ1

Конструкция узла крепления РДИП-10-4-УХЛ1 позволяет устанавливать его на штырь или крюк изолятора ВЛ и на другие элементы арматуры с защищенными и неизолированными проводами. Длинноискровые разрядники:

- предотвращают пережог проводов ;
- исключают дуговые замыкания и отключения линии, возникающие вследствие индуктированных грозовых перенапряжений.

Разрядный элемент РДИ, вдоль которого развивается скользящий разряд, имеет длину, в несколько раз превышающую длину импульсного перекрытия защищаемого изолятора линии. Конструктивные особенности разрядника обеспечивают более низкое разрядное напряжение при грозовом импульсе по сравнению с разрядным напряжением защищаемой изоляции. Главной особенностью РДИ является то, что вследствие большой длины грозового перекрытия вероятность установления дуги короткого замыкания практически сводится к нулю.

Таблица 4.2

Технические характеристики РДИП-10-4-УХЛП

Класс напряжения, кВ	10
Размер внешнего искрового промежутка, см	78
Размер внешнего искрового промежутка, см	2–4
50% импульсное пробивное напряжение, кВ, не более	110
Напряжение координации с изолятором ШФ10-Г, кВ	400
Выдерживаемое напряжение коммутационного импульса, кВ	90
Выдерживаемое напряжение промышленной частоты, кВ:	
в сухом состоянии	60
под дождем	50
Ток гашения дуги при номинальном напряжении, А	200
Выдерживаемый импульсный ток 8–20 мкс, кА	40

Схема установки

Разрядник предназначен для защиты ВЛ 6, 10 кВ от индуцированных грозовых перенапряжений, которые, как уже отмечалось, составляют подавляющую долю от общего числа грозовых перенапряжений, способных приводить к перекрытиям изоляции.

Известно, что величина индуцированных перенапряжений не превосходит значения 300 кВ, и это позволяет при правильной организации грозозащиты исключить возможность одновременного перекрытия двух или трех фаз на одной опоре и, соответственно, междуфазных коротких замыканий. Для этого необходимо устанавливать по одному разряднику на опору с чередованием фаз, например, на первой опоре разрядник устанавливается на фазу А, на второй – на фазу В, на третьей – на фазу С и т. д.

При такой системе установки индуцированное на линии грозовое перенапряжение приводит к перекрытию разрядников на разных фазах соседних опор и образованию контура междуфазного замыкания, сопровождающего тока напряжения промышленной частоты, в который включены сработавшие разрядники и сопротивления заземления опор R_z , ограничивающие этот ток на уровне нескольких сотен ампер, способствуя его гашению и предотвращению отключения ВЛ.

Разрядные характеристики РДИП-10 предотвращают перекрытие изоляторов всех трех фаз в данной схеме не перекрывается, поскольку каждый из них защищен разрядником, установленным электрически параллельно ему и расположенным либо непосредственно рядом с изолятором, либо на соседней опоре. При уровнях индуцированных перенапряжений, близких к импульсному напряжению срабатывания разрядника, возможно перекрытие разрядника лишь на одной опоре, приводящее к однофазному замыканию на землю. Ток замыкания при этом не превышает 10–20 А, и петлевой разрядник с общей длиной перекрытия 80 см гарантированно исключает возникновение силовой дуги.

Усовершенствованный разрядник длинно-искровой петлевой РДИП1

РДИП1-10 по характеристикам, принципу действия и назначению не отличается от разрядника РДИП-10-IV-УХЛ1, являясь лишь его конструктивной модификацией.

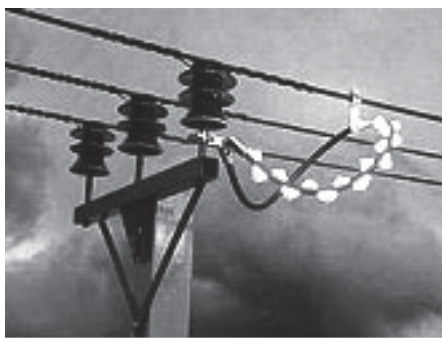


Рис. 4.6. Момент срабатывания усовершенствованного разрядника РДИП1

Конструктивное отличие РДИП1 от РДИП сводится к измененным форме изгиба петли, деталям узла крепления и способу обеспечения воздушного зазора между разрядником и проводом. Общий вид разрядника приведен на рис. 4.6. Воздушный разрядный промежуток между электродом РДИП1 и проводом сохраняет установленные параметры независимо от геометрии провода в пролете и даже при проскальзывании провода в обвязке на изоляторе.

Разрядник длинно-искровой модульный (РДИМ)

РДИМ предназначен для защиты от прямых ударов молнии и индуцированных грозových перенапряжений воздушных линий электропередачи (ВЛ) и подходов к подстанциям напряжением 6, 10 кВ трехфазного переменного тока с неизолированными и защищенными проводами.

РДИМ обладает наилучшими вольт-секундными характеристиками, именно поэтому его целесообразно применять для защиты участков линии, подверженных прямым ударам молнии, а также для защиты подходов к подстанциям ВЛ.



Рис. 4.7. Момент срабатывания усовершенствованного разрядника РДИМ

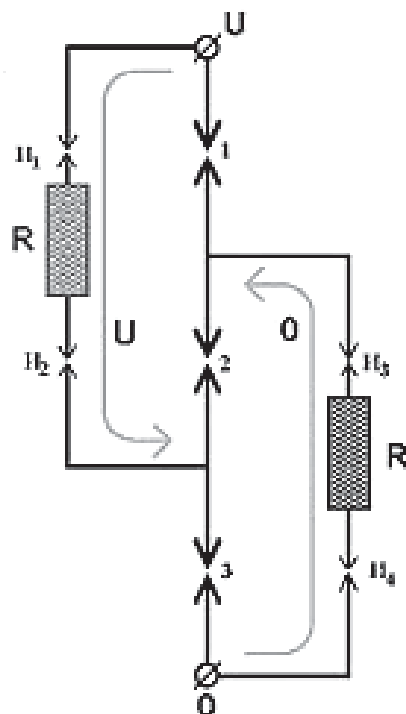


Рис. 4.8. Схема подключения РДИМ

РДИМ состоит из двух отрезков кабеля с корделем, выполненным из резистивного материала. Отрезки кабеля сложены между собой так, что образуются три разрядных модуля 1, 2, 3 (см. рис. 4.7, 4.8).

Отрезки резистивного корделя подсоединяются к металлическим оконцевателям через внутренние искровые промежутки I_1 , I_2 , I_3 , I_4 . При воздействии импульса грозового перенапряжения они перекрываются и резистивный кордель верхнего отрезка кабеля, имеющий сопротивление R , выносит высокий потенциал U на поверхность нижнего отрезка кабеля в его средней части. Аналогично, резистивный кордель нижнего отрезка кабеля, имеющий также сопротивление R , выносит низкий потенциал «0» на поверхность верхнего отрезка кабеля в его средней части. Таким образом, к каждому разрядному модулю одновременно приложено полное напряжение U и для всех трёх разрядных модулей 1, 2, 3 созданы условия для одновременного начала развития скользящих разрядов, которые, при перекрытии соответствующих модулей, создают единый, длинный канал перекрытия.

Таблица 4.3

Технические характеристики РДИМ-10-1,5-IV-УХЛ1

Класс напряжения, кВ	10
Длина перекрытия по поверхности, мм	1500
50 % импульсное разрядное напряжение, кВ, не более	
на положительной полярности	100
На отрицательной полярности	90
Напряжение координации с изолятором ШФ10-Г, кВ	300
Многokrратно выдерживаемое внутренней изоляцией импульсное напряжение, не менее, кВ	300, 50 импульсов
Выдерживаемое напряжение промышленной частоты, не менее, кВ:	
– в сухом состоянии	42
– под дождем	28
Ток гашения дуги при номинальном напряжении, А	200
Выдерживаемый импульсный ток 8/20 мкс, кА	40, 20 импульсов
Масса, кг	1,6
Срок службы, не менее, лет	30

Схема установки

При необходимости обеспечения гарантированной защиты от любых грозовых воздействий, в том числе, от прямого удара молнии в ВЛ, нужно устанавливать на каждую опору защищаемого участка ВЛ по три разрядника модульного типа РДИМ-10-1,5-IV-УХЛ1, на все фазы. При этом необходимо обеспечить низкое (желательно не более 10 Ом) сопротивление заземления лишь на ближайших нескольких опорах подхода ВЛ к подстанции. Остальные опоры по условиям грозозащиты специально заземлять не требуется. В случае если технико-экономический анализ показывает целесообразность защиты от прямых ударов молнии не всей линии, а лишь отдельных участков, их целесообразно защищать следующим образом. На всех опорах защищаемого участка следует установить по три разрядника модульного типа РДИМ-10-1,5-IV-УХЛ1, на все фазы. Две опоры, являющимися крайними с двух сторон защищаемого от прямых ударов молнии участка ВЛ, необходимо заземлять, обеспечивая, по возможности, величину их сопротивления заземления не более 10 Ом. Если это требование по объективным причинам невыполнимо, следует компенсировать это дополнительным заземлением еще одной, или нескольких соседних опор на каждой из сторон участка. Остальные опоры данного участка ВЛ специально заземлять не надо.

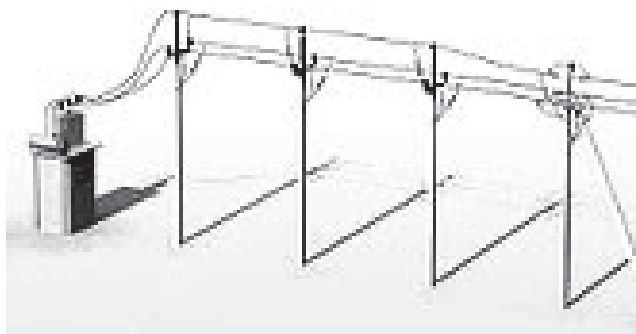


Рис. 4.9. Установка РДИМ для защиты подходов к подстанции

4.2.5. Ограничитель перенапряжений

В настоящее время широкое распространение получают ограничители перенапряжений (ОПН), представляющие собой нелинейные активные сопротивления без специальных искровых промежутков. ОПН обычно изготавливают путем спекания оксидов цинка и других металлов. В полученной после спекания поликристаллической керамике кристаллы окиси цинка имеют высокую проводимость, а межкаристаллические промежутки, сформированные из оксидов других металлов, имеют высокое сопротивление. Точечные контакты между кристаллами окиси цинка, возникающие при спекании, являются микроваристорами, т. е. имеют так называемые $p-n$ -переходы. Защитная характеристика ОПН имеет вид, близкий к нелинейной характеристике вентильного разрядника (рис. 4.1, б). Однако оксидно-цинковые сопротивления имеют значительно более высокую нелинейность, чем вилитовые сопротивления. Благодаря этому в ОПН нет необходимости использования искровых промежутков.

Защитные свойства ОПН объясняются вольт-амперной характеристикой варистора.

Вольт-амперная характеристика конкретного варистора зависит от многих факторов, в том числе от технологии изготовления, рода напряжения – постоянного или переменного, частоты переменного напряжения, параметров импульсов тока, температуры и др.

Типовая вольт-амперная характеристика варистора с наибольшим длительно допустимым напряжением 0,4 кВ в линейном масштабе приведена на рис. 4.10.

На вольтамперной характеристике варистора можно выделить три характерных участка: 1) область малых токов; 2) средних токов и 3) больших токов. Область малых токов – это работа варистора под рабочим напряжением, не превышающим наибольшее допустимое рабочее напряжение. В данной области сопротивление варистора весьма значительно. В силу неидеальности варистора сопротивление хотя и велико, но не бесконечно, поэтому через варистор протекает ток, называемый током проводимости. Этот ток мал – десятые доли миллиампера.

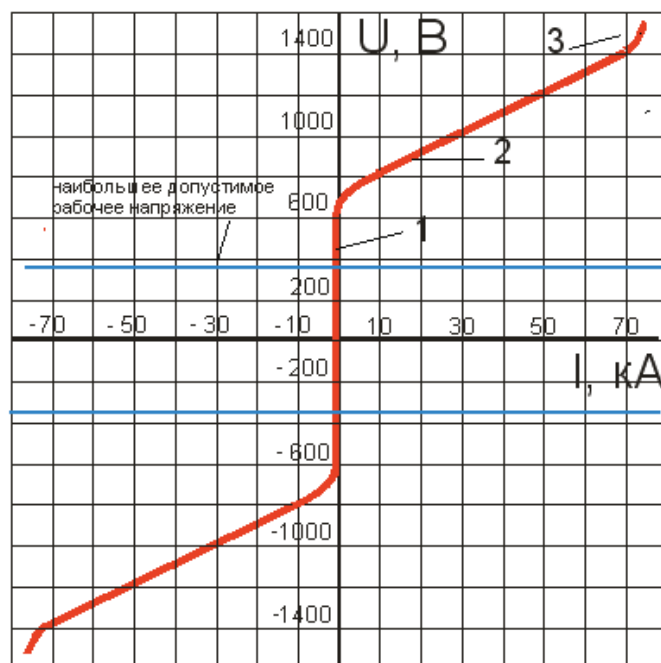


Рис. 4.10. Вольт-амперная характеристика варистора

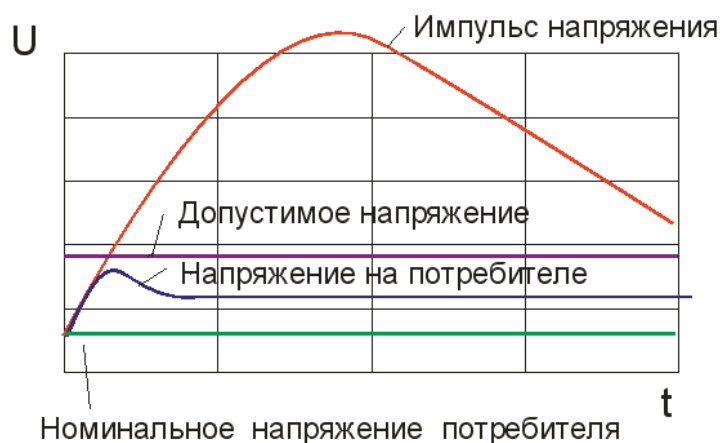


Рис. 4.11. Ограничение импульса перенапряжения варистором

При возникновении грозовых или коммутационных импульсов перенапряжений в сети варистор переходит в режим средних токов. На границе первой и второй областей происходит перегиб вольт-амперной характеристики, при этом сопротивление варистора резко уменьшается (до долей Ома). Через варистор кратковременно протекает импульс тока, который может достигать десятков тысяч ампер. Варистор поглощает энергию импульса перенапряжения, выделяя затем её в виде тепла, рассеивая в окружающее пространство. Импульс перенапряжения сети «срезается» (рис. 4.11).

В третьей области (больших токов) сопротивление варистора снова резко увеличивается. Эта область для варистора является аварийной.

4.3. Организация защиты подстанций разрядниками

В распределительных электрических сетях в системе защиты от перенапряжений основное внимание уделяют защите оборудования подстанций. На рис. 4.12 приведены два варианта защиты подстанций напряжением 6–10 кВ от атмосферных перенапряжений при присоединении их непосредственно к воздушной линии (рис. 4.12, а) и кабельным вводом (рис. 4.12, б). В первом случае (а) на линии устанавливают два комплекта трубчатых разрядников F_1 , F_2 , один из которых (F_2) – на концевой опоре линии, а F_1 – на расстоянии 100–5–200 м от F_2 . В случае (б) комплект разрядников F_2 устанавливают на конце кабеля, причем его заземление соединяют с оболочкой кабеля. Это необходимо для уменьшения перенапряжений, поступающих на подстанцию. Второй комплект F_1 устанавливается при длине кабельного ввода менее 10 м. Расстояние между F_1 и F_2 равно 100–5–200 м. Вместо F_2 при длине кабельной вставки более 50 м рекомендуется устанавливать вентильные разрядники.

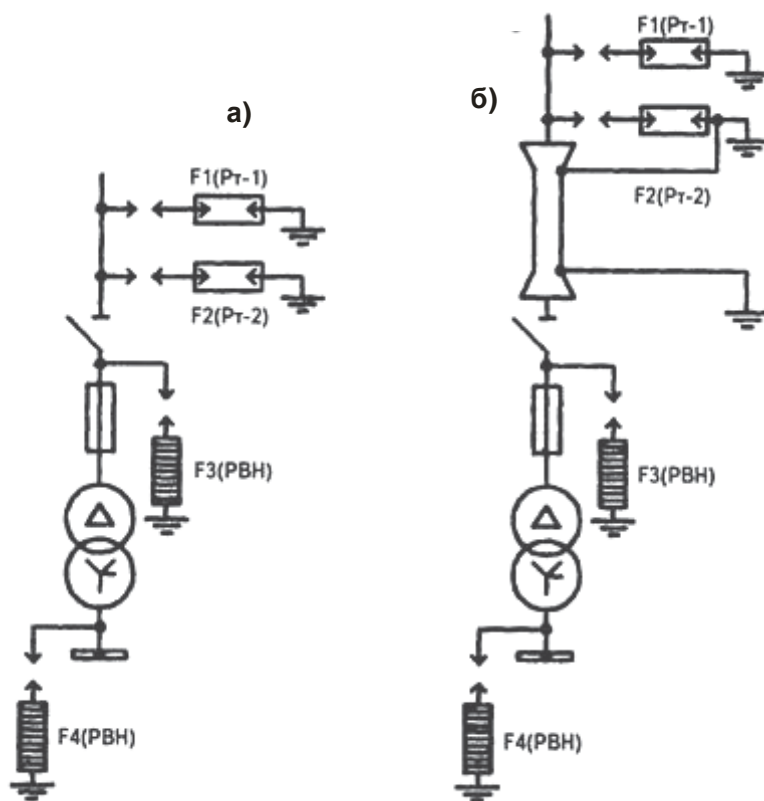


Рис.4.12. Схема защиты подстанции от перенапряжений:
а – подстанция непосредственно присоединена к ВЛ;
б – подстанция присоединена к ВЛ кабельным вводом

Кроме трубчатых разрядников непосредственно на подстанциях устанавливают вентильные разрядники (или ОПН) FV_3 и FV_4 на сторонах

высшего и низшего напряжений. Сочетание трубчатые разрядники-вентильный разрядник (или ОПН) применяется по следующей причине:

– трубчатые разрядники не могут надежно защищать трансформаторы и вращающиеся электрические машины от перенапряжений, т. к. имеют грубые защитные характеристики. Такую защиту обеспечивают вентильные разрядники.

– назначение трубчатых разрядников заключается в том, чтобы предотвратить повреждение вентильных разрядников от приходящих из линии волн перенапряжений. Трубчатые разрядники уменьшают амплитуду и крутизну импульсов перенапряжений до величин, безопасных для вентильных разрядников и ОПН.

4.4. Объем и методика приемо-сдаточных испытаний ОПН

Ниже приведена итоговая таблица приемо-сдаточных испытаний для ОПН 3–220 кВ в полимерном корпусе.

Таблица 4.4

*Показатели приемо-сдаточных испытаний для ОПН 3–220 кВ
в полимерном корпусе*

Вид приемо-сдаточного испытания	Класс напряжения сети / Наибольшее длительно допустимое напряжение сети, кВ			
	3–35	110	150	220
Измерение сопротивлений	Мегаомметр 2500 В			
	В соответствии инструкциями изготовителей	Не менее 3000 мОм		
Измерение тока проводимости ¹	При приложении наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения, кВ		100,0	100,0
Измерение классификационного напряжения ²				
Измерение частичных разрядов ³			При приложении напряжения $1,25 \cdot U_{нр}$	
			Уровень частичных разрядов – не более 10 пКл	
Измерение остающегося напряжения	Остающееся напряжение должны быть указаны изготовителем в ТУ на конкретные типы ОПН при импульсах токов 30/60 мкс, 8/20мкс и 1/10 мкс максимальными значениями импульсов, указанными в табл.2 – пункт 6.2.1 ГОСТа			
Технический осмотр	Проверке подлежат: состояние поверхности наружных изоляционных частей, защитных покрытий и площадок под заземляющие зажимы, правильность заполнения табличек технических данных, нанесения маркировки на корпусе ограничителя и комплектность			

Примечание.

При приёмосдаточных испытаниях ОПН, кроме цифрового измерения истинного среднеквадратичного значения (СКЗ) U испытательного напряжения (True RMS) и ряда других параметров, на испытательном стенде измеряется истинное СКЗ тока проводимости I_x ограничителей. Затем рассчитываются параметры:

U_1 – истинное СКЗ первой гармонической составляющей напряжения ОПН;

U_3 – процентная доля третьей гармонической составляющей напряжения по отношению к первой

U_5 – процентная доля пятой гармонической составляющей напряжения по отношению к первой;

U_p – максимальное мгновенное значение испытательного напряжения ОПН;

I_{xp} – максимальное мгновенное значение тока проводимости ОПН;

I_r – истинное СКЗ активной составляющей тока проводимости ОПН;

I_{rp} – максимальное значение активной составляющей тока проводимости ОПН;

I_{1cp} – максимальное значение первой гармоники емкостной составляющей тока проводимости ОПН;

P – активная мощность, рассеиваемая ОПН;

f_1 – частота первой гармонической составляющей испытательного напряжения ОПН.

Цель такого анализа – получение дополнительных данных для анализа состояния варисторной колонки испытываемого ограничителя.

Напомним, что ток проводимости варистора характеризуется двумя существенными особенностями:

– ток проводимости носит емкостной характер (имеет существенную емкостную составляющую);

– ток проводимости несинусоидален.

Нагрев варисторов и ОПН в целом определяет активная составляющая тока проводимости. Принятая диагностика состояния ОПН по полному току через него недостаточно надёжна. Для адекватного анализа состояния колонки варисторов должна быть определена среднеквадратичная (эффективная) величина активной составляющей тока и потери мощности в ней.

1. Классификационное напряжение ОПН – максимальное (амплитудное) значение напряжения промышленной частоты, делённое на $\sqrt{2}$, которое должно быть приложено к ОПН для получения квалификационного тока. Квалификационный ток ОПН – максимальное значение (наибольшее амплитудное значение одной из двух полярностей, если ток ассиметричен) активной составляющей тока промышленной частоты, используемое для определения классификационного напряжения и нормируемое изготовителем.

К ограничителю прикладывают напряжение промышленной частоты и поднимают его до значения, при котором через варистор ограничителя будет

протекать ток, амплитудное значение активной составляющей которой будет равно нормируемому значению классификационного тока. Измерение тока производят со стороны заземляющего фланца. Максимальное (амплитудное) значение напряжение, делённое на $\sqrt{2}$, при котором через варистор протекает классификационный ток, принимают в качестве классификационного напряжения.

Полученные измеренные значения должны быть не ниже значений, нормированных изготовителем.

2. Измерения проводятся на полностью собранном ОПН, укомплектованном экраном. Измерение максимального кажущегося заряда частичных разрядов проводят при напряжении промышленной частоты. Напряжение на ограничителе плавно поднимают до $1,25 \cdot U_{нр}$, а затем через время 10 с снижают до уровня $1,05 \cdot U_{нр}$, при котором проводят измерение частичных разрядов по ГОСТ 20074. Ограничитель считается выдержавшим испытание, если уровень частичных разрядов не превышает 10 пКл.

Глава 5 МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ

5.1. Монтаж трансформаторов

5.1.1. Подготовительные работы

В ходе выполнения общестроительных работ готовятся подъездные пути к месту установки трансформатора, фундамент под трансформатор и маслоприемник с гравийной засыпкой.

При приемке фундаментов под трансформаторы должны быть проверены наличие и правильность установки анкеров для крепления тяговых устройств при перекатке трансформаторов и наличие фундаментов под домкраты для разворота катков.

В ходе подготовительных работ должны быть подготовлены в необходимом количестве трансформаторное масло, емкости для его хранения, индикаторный силикагель для термосифонных фильтров и воздухоосушителей.

Трансформаторы мощностью до 1600 кВА поставляются полностью собранными и залитыми маслом. Трансформаторы большей мощности в зависимости от габаритных размеров и массы поставляются с демонтированными узлами, залитые маслом или без масла.

Трансформаторы отправочной массой до 90 т транспортируют со снятыми отдельными узлами (вводы, расширители, радиаторы, фильтры и т. п.). Трансформаторы большей массы транспортируют с демонтированными узлами без масла, при этом бак трансформатора заполняется сухим воздухом или инертным газом. Для этого трансформаторы снабжают устройством автоматического поддержания в баке избыточного давления и комплектом баллонов со сжатым газом в количестве, достаточном для поддержания давления не менее $0,1 \text{ кгс/см}^2$ в течение времени перевозки и 10 суток последующего хранения.

Комплектующие съемные узлы и детали (реле, термометры и термосигнализаторы, прокладки и т. п.) транспортируют упакованными в тару. Узлы больших размеров (радиаторы, фильтры, расширители и т. д.) транспортируют без упаковки, но принимают меры для защиты от попадания влаги внутрь в процессе транспортировки и хранения до начала монтажа. Все неокрашенные детали трансформатора подвергают консервации солидолом или техническим вазелином.

Поставка трансформатора осуществляется железнодорожным транспортом или на платформе автотранспорта соответствующей грузоподъемности. При транспортировке большая ось трансформатора должна совпадать с направлением движения. Крепление трансформатора при транспортировке должно быть выполнено в соответствии с чертежом завода-изготовителя.

Для монтажных организаций основными способами транспортировки являются транспортировка автотранспортом и на трейлерах. Транспортировка на металлических санях требует изготовления специальных инвентарных саней и обеспечивает сравнительно небольшие скорости перемещения (1–3 км/ч), поэтому применяется преимущественно для перевозки грузов большой массы по пересеченной местности.

При всех транспортировках обязательно составляют проект производства работ (ППР), который согласовывается с местными организациями, в ведении которых находятся сооружения, расположенные на трассе транспортировки. Исходными данными для составления ППР является: техническая документация и паспорт подлежащего разгрузке и транспортировке трансформатора, результаты рекогносцировки местности, данные о сети автодорог, технические данные грузоподъемных, транспортных и тяговых механизмов. В ППР обязательно рассматриваются:

1. Результаты рекогносцировки местности, обусловившие выбранную трассу.

При этом особое внимание уделяют:

- состоянию покрытия дороги – при транспортировке на автотранспорте и трейлерах обязательно, а при транспортировке на санях желательно иметь улучшенную грунтовую дорогу или дорогу с твердым покрытием. Проезжая часть дороги не должна иметь выбоин;

- ширине проезжей части дороги, которая должна быть не менее 4 м (для трейлеров и саней);

- уклонам дорог на спусках и подъемах, которые не должны превышать 7°; радиусам поворотов дороги, которые должны быть не менее допустимых для выбранных транспортных средств;

- наличию переходов через искусственные сооружения, грузоподъемность которых должна обеспечивать безопасный провоз трансформатора. При недостаточной грузоподъемности сооружения должны быть усилены;

- наличию пересечений дороги ВЛ и линий связи искусственными сооружениями с обеспечением безопасных расстояний. При этом ВЛ и

линии связи по согласованию с владельцами линий могут быть демонтированы на время транспортировки или подняты на безопасную высоту.

2. Выбор типа и числа транспортных средств, а также тяговых единиц для транспортировки трансформатора обуславливается расчетом в зависимости от мощности и напряжения трансформаторов.

Разгрузка трансформатора на монтажной площадке выполняется подъемным краном соответствующей грузоподъемности или с помощью гидравлических домкратов.

При поступлении трансформатора на монтажную площадку организуются требуемые условия хранения трансформатора и его отдельных узлов до начала монтажа, заблаговременно в лаборатории проверяются реле защиты трансформатора и его измерительные приборы.

Все операции по транспортировке, разгрузке и хранению трансформатора до его монтажа должны оформляться соответствующими актами.

5.1.2. Хранение трансформаторов

От правильного хранения силовых трансформаторов и их узлов до начала монтажа зависит дальнейший объем работ по монтажу трансформатора, а также его эксплуатационная надежность. Нарушение правил хранения может привести к следующему:

- увлажнению обмоток трансформатора, что потребует проведения его сушки и ревизии трансформаторов и позволяющих осуществить ввод в эксплуатацию без ревизии;
- коррозии деталей трансформаторов, что потребует их тщательной очистки и многократной промывки сухим трансформаторным маслом;
- увлажнению маслонаполненных вводов силовых трансформаторов, встроенных трансформаторов тока, что потребует их сушки и смены масла (следует отметить, что сушка маслонаполненных вводов является чрезвычайно трудоемкой и сложной операцией и в монтажных условиях практически не производится. Обычно увлажненные вводы направляют на завод для ремонта или обмена);
- ухудшению характеристик масла, что потребует выполнения дополнительных работ по улучшению его состояния;
- механическим повреждениям трансформатора или его узлов.

Все работы по устранению вышеуказанных дефектов не только чрезвычайно трудоемки, сложны, требуют большого количества затрат и наличия специального оборудования, но и выполнение их в монтажных условиях, конечно, не может быть обеспечено с такой тщательностью и качеством, как в заводских условиях; это безусловно, в какой-то

степени снижает эксплуатационную надежность силового трансформатора. Хранение трансформаторов, как правило, до начала монтажа осуществляется предприятием – владельцем электроустановки (заказчиком). Учитывая особую важность соблюдения надлежащих условий хранения трансформатора и его узлов, монтажной организации следует добиться от эксплуатирующей организации (заказчика) соблюдения условий хранения в соответствии с инструкцией завода-изготовителя и назначения ответственного за хранение и контрольные проверки. Представители монтажной организации должны проинструктировать этого работника.

Хранение трансформаторов следует производить в строгом соответствии с инструкцией завода-изготовителя:

- для трансформаторов до 35 кВ мощностью до 6300 кВА включительно, прибывших в полностью собранном виде с установленным расширителем и маслом, залитым до нормального уровня, в период хранения фарфоровые вводы закрывают деревянными ящиками;

- периодически контролируется уровень масла в расширителе, отсутствие течи масла, следов коррозии, механических повреждений (обнаруженные дефекты немедленно устраняют);

- периодически спускается отстой масла из грязевика расширителя; при хранении более 1 года 1 раз в 3 мес. проверяют электрическую прочность масла, которая должна быть не ниже значений пробивного напряжения масла, взятого непосредственно после заливки.

Для трансформаторов 35 кВ мощностью 10 000 кВА и выше, транспортируемых с маслом, но без расширителя, устанавливают расширитель и доливают масло не позднее чем через 6 мес. после отправки трансформатора с завода – изготовителя.

Трансформаторы 110 кВ и выше, транспортируемые с маслом или без него, должны быть долиты или залиты маслом (с установкой расширителя) не позднее 3 мес. со дня прибытия на площадку.

Если при длительном хранении на трансформатор устанавливается расширитель и производится доливка или заливка маслом, расширитель должен сообщаться с окружающей средой через воздухоосушитель, заполненный осушенным силикагелем.

Хранение демонтированных деталей и узлов трансформатора также следует производить в соответствии с инструкцией завода-изготовителя.

Маслонаполненные вводы хранят в вертикальном положении на специальных стойках специальной конструкции. При этом следует особое внимание уделить нормальной работе гидравлического затвора и дыхательного устройства в соответствии с указаниями завода-изготовителя вводов. Встроенные трансформаторы тока, бумажно-

бакелитовые цилиндры и экраны для маслонаполненных вводов, поставляемые заводом-изготовителем в переходных фланцах и бачках, заполненных маслом, следует хранить в заводской упаковке в помещении или под навесами. Вводы 6–35 кВ, оборудование для охладительного устройства, комплектующая аппаратура, крепежные изделия, маслостойкая резина, специальный инструмент хранят в заводской упаковке в закрытом сухом помещении.

Выхлопную трубу, расширитель, радиаторы, каретки с катками и прочие узлы, транспортируемые без специальной упаковки, разрешается хранить на деревянных настилах под навесом. При этом все отверстия, через которые может проникнуть внутрь влага, должны быть уплотнены заглушками или фланцами на резиновой прокладке.

Путь от изготовления на заводе до начала монтажа является важным и может отразиться на продолжительности монтажа и затруднить ввод в эксплуатацию. Положение осложняется тем, что на протяжении этого периода ответственность за состояние трансформатора несут разные организации.

После разгрузки в монтажной зоне и оформления акта приемки трансформатора в монтаж ответственность за хранение трансформатора возлагается на монтажную организацию.

При передаче трансформатора от одной организации другой трансформатор и демонтированные узлы его должны проходить тщательную проверку. При этом проверяют: наличие всех узлов и деталей в соответствии с демонтажной ведомостью завода-изготовителя; наличие и состояние растяжек, распорок, упоров перед разгрузкой или после погрузки; совпадение контрольных меток на баке трансформатора и площадке транспортера, механическую целостность бака трансформатора и его узлов и деталей, отсутствие вмятин, трещин, течей и других повреждений, отсутствие трещин и сколов фарфоровой изоляции, целостность заводской упаковки и отсутствие масляных пятен на ней; герметичность бака трансформатора (критерии оценки герметичности описаны ниже); наличие и целостность всех пломб, установленных на кранах, пробках и люках трансформатора. Результаты проверки оформляются двусторонним актом.

5.1.3. Монтаж трансформатора

На подстанциях с высшим напряжением 35 кВ и более применяется, как правило, открытая установка трансформаторов. Закрытая установка трансформатора применяется только в районах с высокой степенью загрязнения, а также иногда в районах жилой застройки для ограничения уровня шума.

Трансформаторы устанавливаются, как правило, непосредственно на фундамент без кареток (катков) и рельс. Трансформаторы на подстанциях, имеющих стационарные устройства для ремонта трансформаторов (башни) и рельсовые пути перекачки, а также на подстанциях с размещением трансформаторов в закрытых помещениях, следует устанавливать на каретках (катках).

Трансформатор устанавливается на фундамент таким образом, чтобы его крышка имела подъем по направлению к расширителю не менее 1 %. Это необходимо для обеспечения беспрепятственного прохождения газов из бака к газовому реле, устанавливаемому в маслопроводе между баком и расширителем.

5.1.4. Монтаж системы охлаждения и отдельных узлов трансформатора

Трансформаторы с естественным масляным охлаждением М (ONAN) мощностью до 1600 кВА транспортируются вместе с радиаторами охлаждения, трансформаторы мощностью 2500 кВА и более – с демонтированными радиаторами.

У трансформаторов с принудительной циркуляцией воздуха Д (ONAF) и принудительной циркуляцией воздуха и масла ДЦ (OFAF) системы охлаждения на время транспортировки демонтируются и устанавливаются на месте монтажа трансформатора (рис. 5.1).

При монтаже системы охлаждения типа Д (рис. 5.1, а) к боковой стороне бака 1 крепятся кронштейны 3 с растяжками 4. На кронштейнах устанавливаются двигатели с вентиляторами 2, монтируется схема их питания кабелем 5. После установки радиаторов 6 открывают радиаторные краны для последующего заполнения радиаторов маслом.

Система охлаждения ДЦ может поставляться в навесном и выносном исполнении. Система охлаждения навесного исполнения (рис. 5.1, б) состоит из электронасоса 2, двигателей с вентиляторами 4, закрепленными в диффузорах 5, калорифера 6 с камерами для масла 3. Такая система поставляется в полностью собранном виде. При монтаже эта система соединяется с баком трансформатора 1 с помощью фланцев 9. Направления принудительного потока масла и потока воздуха при работе трансформатора показано стрелками 7 и 8 соответственно.

Блоки системы охлаждения выносного исполнения устанавливаются на отдельных фундаментах по периметру трансформатора и соединяются трубами с баком трансформатора.

Одновременно с монтажом системы охлаждения монтируются остальные узлы, поставляемые отдельно от трансформатора: вводы к обмоткам, расширитель с указателем уровня масла и воздухоосушителем, выхлопная труба, газовое реле, реле уровня масла, термосифонный фильтр, измерительные приборы.

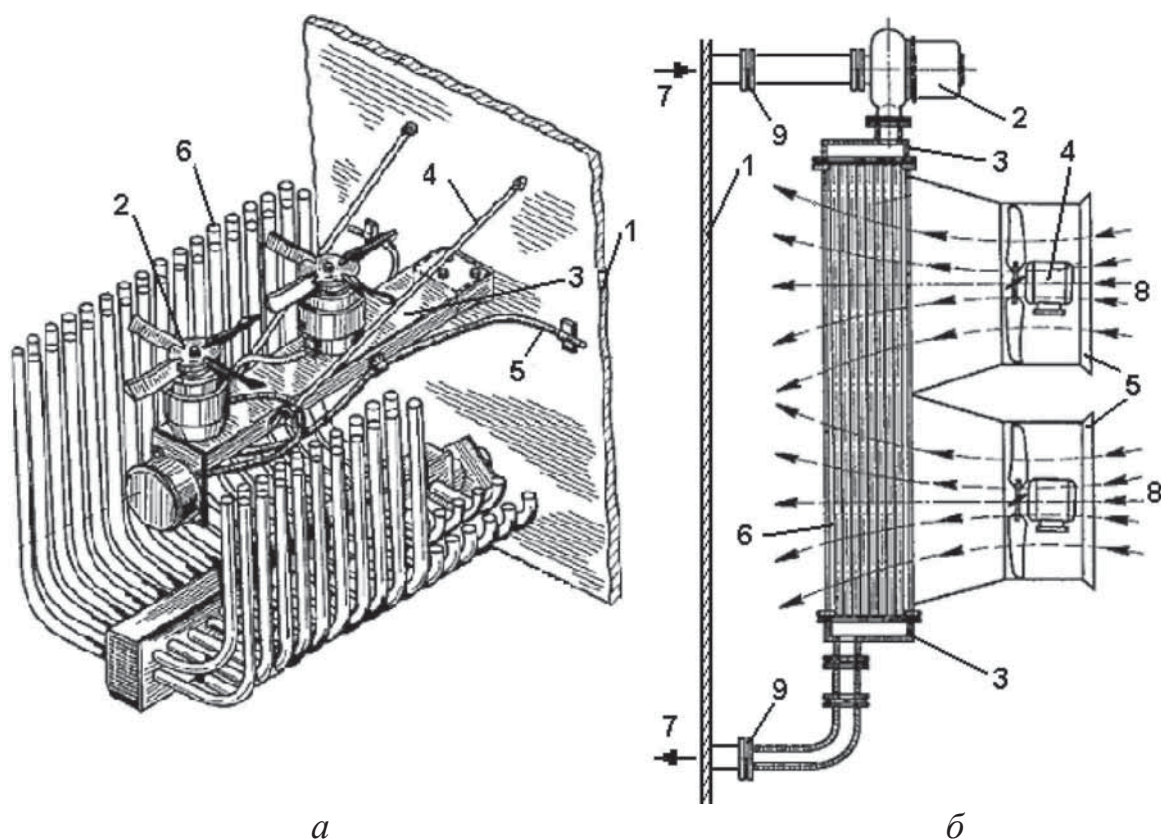


Рис. 5.1. Монтаж систем охлаждения Д (а) и ДЦ (б)

Если по условиям монтажа некоторых узлов требуется разгерметизация трансформатора, необходимо соблюдать условия для предохранения изоляции от увлажнения. Эти условия были отмечены выше при рассмотрении вопроса о ревизии активной части трансформатора.

При установке вводов особое внимание обращают на качественное уплотнение места посадки ввода в крышке трансформатора и на обеспечение надежных контактных соединений выводов обмоток.

Расширитель 3 (рис. 5.2) с маслоуказателем 6 крепится на крышке 1 бака трансформатора с помощью специальных кронштейнов 2. Трубопровод 7 соединяет бак трансформатора с расширителем. В среднюю

часть этого трубопровода устанавливается газовое реле 5, а в верхнюю часть этого трубопровода на фланце дна расширителя устанавливается реле уровня масла.

Выхлопная труба 4 устанавливается на крышке бака трансформатора. В верхней части трубы находится стеклянная мембрана, разрывающаяся при аварийном выбросе масла из трансформатора. Трансформатор должен устанавливаться таким образом, чтобы аварийный выброс масла не был направлен на близко стоящее оборудование.

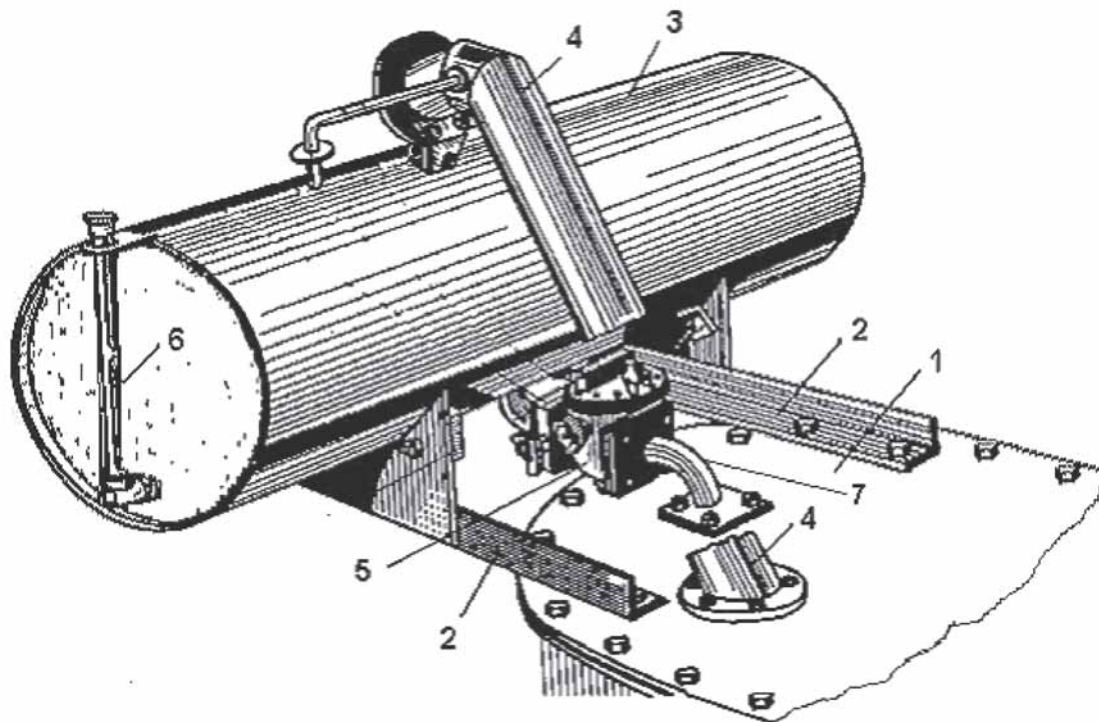


Рис. 5.2. Монтаж отдельных узлов трансформатора

Воздухоосушитель соединяет надмасляное пространство в расширителе с окружающим воздухом. Присоединение к трансформатору термосифонного фильтра выполняется фланцевыми соединениями, расположенными в верхней и нижней частях бака трансформатора.

После окончания монтажа всех узлов доливают сухое масло в бак трансформатора с заполнением его системы охлаждения и термосифонного фильтра. Температура заливаемого масла должна быть не ниже 10°C . При этом температура активной части должна быть выше температуры масла. Масло под давлением подается через вентиль, расположенный в нижней части бака трансформатора.

5.1.5. Оценка возможности включений трансформаторов, транспортируемых без масла

Масляные трансформаторы отечественного производства, прошедшие заводскую сушку, обычно не требуют дополнительной сушки перед вводом в эксплуатацию, если они доставляются на место монтажа без нарушения герметичности уплотнений бака, хранятся до монтажа недолитые или незалитые маслом не дольше сроков, установленных заводской инструкцией, и не увлажнены при осмотре активной части трансформатора в процессе монтажа.

Трансформаторы, транспортируемые без масла, после проверки герметичности уплотнений должны быть залиты или долиты маслом с установкой расширителя за возможно более короткий срок. Этот срок, считая со дня отправки с завода, должен быть не более: 6 мес. для трансформаторов напряжением до 220 кВ и мощностью до 40000 кВа включительно, 4 мес. для трансформаторов на 220 кВ и выше мощностью более 40000 кВа.

Длительное хранение трансформатора до монтажа может быть допущено лишь при полной заливке его сухим маслом и при условии создания некоторого избыточного давления масла в баке путем установки собственного или временного расширителя, если он был снят при перевозке трансформатора.

При несоблюдении этих условий трансформатор может увлажниться, несмотря на то, что испытание герметичности бака дает удовлетворительные результаты. Это объясняется тем, что обычные резиновые уплотнения бака трансформатора не являются абсолютно герметичными, особенно при отрицательных температурах.

При резких колебаниях температуры окружающего воздуха внутри бака попеременно будет создаваться избыточное давление или вакуум, вследствие чего в баке происходит постепенный обмен сухого воздуха с влажным из атмосферы.

Если требуется осмотр активной части трансформатора со вскрытием бака должны быть приняты особые меры для защиты изоляции трансформатора от увлажнения при осмотре.

При невыполнении перечисленных требований может иметь место неравномерное местное или общее увлажнение изоляции.

Общее увлажнение изоляции трансформатора может быть определено путем сравнения средних характеристик главной изоляции обмоток относительно корпуса (бака) с нормами или результатами измерений при тех же температурных условиях в заведомо неувлажненном состоянии изоляции, например, при испытании на заводе.

Местное сосредоточенное увлажнение, например увлажнение какой-либо части главной изоляции или увлажнение продольной изоляции (между катушками, фазами и пр.), не может быть определено измерением средних характеристик главной изоляции. Поэтому основным показателем отсутствия местного увлажнения изоляции является герметичность уплотнений бака, исключающая возможность попадания внутрь осадков (воды) или ограничивающая попадание влажного воздуха из атмосферы.

У трансформаторов, транспортируемых без масла, в случае нарушения герметичности уплотнений рекомендуется произвести ревизию с осмотром активной части.

При обнаружении следов попадания влаги внутрь бака необходимо во всех случаях произвести сушку трансформатора независимо от результатов измерения характеристик главной изоляции и других испытаний.

В тех случаях, когда трансформаторы перевозимые без расширителя или без масла, сохранили герметичность уплотнений, но не были залиты или долиаты маслом дольше сроков, разрешаемых заводской инструкцией, оценку состояния изоляции следует производить после контрольной подсушки в масле, предпочтительно под вакуумом, при температуре 75–80° С в течение не менее 48 ч с последующим измерением характеристик главной изоляции и определением пробивного напряжения пробы масла.

Вопрос о допустимости включения трансформаторов без сушки должен решаться по результатам испытаний и с учетом условий, в которых находился трансформатор до и во время монтажа. Если по данным предварительной проверки состояния изоляции трансформатор должен быть подвергнут сушке, измерение характеристик изоляции активной части производится только после проведения сушки и ревизии.

Трансформаторы, транспортируемые без масла и заполненные сухим воздухом или азотом под избыточным давлением, и трансформаторы, снабженные установкой для автоподпитки азотом при транспортировании, подвергаются до и во время монтажа проверке в следующем порядке и объеме:

- внешний осмотр и проверка пломб у кранов и пробки для отбора пробы масла, проверка избыточного давления; проверка на герметичность производится только при отсутствии избыточного давления внутри бака;

- проверка состояния индикаторного силикагеля и отбор пробы остатков масла со дна бака и испытания ее на пробой;

– измерение характеристик изоляции R60/ R15, $\tan \delta$ и емкости при температурах, указанных в паспорте трансформатора для трансформаторов 330–500 кВ и температуре не ниже 30 °С для трансформаторов 220 кВ.

Проверка герметичности уплотнений у трансформаторов, перевозимых без масла, должна производиться перед монтажом до подтягивания уплотняющих болтов перед заполнением бака маслом.

Проверка герметичности трансформатора, доставленного без масла, производится путем создания в баке давления сухого воздуха или газа до 0,25 ати для гладких и трубчатых баков и 0,15 ати для волнистых баков трансформаторов отечественного производства.

Трансформатор считается выдержавшим испытание, если спустя 6 ч с момента достижения указанного давления оно будет соответственно не менее 0,21 ати или 0,13 ати. При испытании производится прослушивание бака на отсутствие свиста.

5.1.6. Включение трансформатора

Перед включением трансформатора проводятся его испытания, измерения и проверки в объеме, предусмотренном:

- измерение сопротивления изоляции обмоток;
- измерение тангенса угла диэлектрических потерь;
- испытание изоляции обмоток повышенным напряжением промышленной частоты;
- измерение сопротивления обмоток постоянному току;
- проверка коэффициента трансформации;
- проверка группы соединений обмоток;
- измерение потерь холостого хода;
- испытания трансформаторного масла;
- испытания бака на герметичность;
- проверка переключающего устройства (РПН), устройств охлаждения и средств защиты масла.

Результаты измерений, испытаний и проверок оформляются соответствующими актами и протоколами.

Первое включение трансформатора под напряжение допускается проводить не ранее чем через 12 ч после последней доливки масла. На время первого пробного включения трансформатора максимальная защита устанавливается с нулевой выдержкой времени, сигнальные контакты газовой защиты пересоединяются на отключение.

Включение трансформатора производят толчком на номинальное напряжение на время не менее 30 мин для прослушивания трансформа-

тора и наблюдения за его состоянием. При нормальной работе трансформатора издаваемый им гул должен быть умеренным и равномерным. Не должны прослушиваться потрескивания внутри бака трансформатора.

Трансформатор отключают в случае сильного или неравномерного гудения; потрескиваний внутри бака трансформатора; ненормально возрастающей температуры масла; выброса масла из расширителя или разрыва диафрагмы выхлопной трубы; течи масла и при других признаках нарушения нормальной работы.

При удовлетворительных результатах первого включения с трансформатора снимается напряжение, изменяется уставка максимальной защиты, сигнальные контакты газовой защиты пересоединяются на сигнал. Затем несколько раз включают и отключают трансформатор на номинальное напряжение для отстройки дифференциальной защиты от бросков тока намагничивания.

При удовлетворительных результатах пробных включений трансформатор включается под нагрузку и сдается в эксплуатацию.

5.2. Монтаж оборудования распределительных устройств

5.2.1. Шины распределительных устройств

Шины распределительных устройств (РУ) выполняются гибкими и жесткими. В качестве проводникового материала используется, как правило, алюминий. Гибкие шины представляют собой сталеалюминиевые провода, подвешиваемые к опорным конструкциям (порталам) с помощью гирлянд подвесных изоляторов.

Жесткие шины прокладываются по опорным изоляторам, устанавливаемым на различных конструкциях (рис. 5.3, *а*). Шина 1 закрепляется в шинодержателе, состоящем из планок 2 и 5 и стяжных шпилек 6. Нижняя планка 2 крепится к опорному изолятору 3 винтом 4. Для выполнения такого крепления в верхней части изолятора при его изготовлении армируется металлическая втулка с внутренней резьбой.

Шинодержатели при переменном токе более 600 А не должны создавать замкнутого магнитного контура вокруг шины. Для этого одна из накладок или один из стяжных болтов должны быть выполнены из немагнитного материала.

К оборудованию РУ шины крепятся с помощью аппаратных зажимов. На рис. 5.3, *б* показано болтовое крепление гибкой шины 1 с опрессованным наконечником 2 к аппаратному зажиму 3.

При монтаже жестких шин часто возникает необходимость их изгиба. Для наиболее распространенных плоских шин прямоугольного се-

чения радиус изгиба шины на плоскость должен быть не менее двойной толщины шины, при изгибе на ребро – не менее двойной ширины шины. При изгибе шины в штопор длина изгибаемой части должна быть не менее 2,5-кратной ширины шины.

Жесткие шины соединяют между собой сваркой или болтовым контактным соединением. Сварные соединения, выполняются, как правило, полуавтоматической сваркой на постоянном токе в среде аргона.

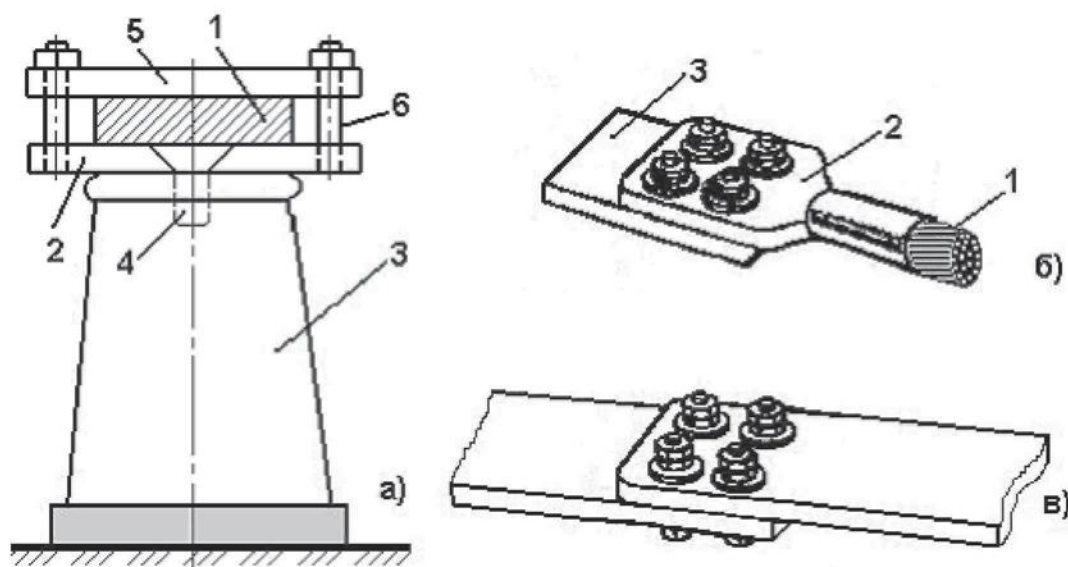


Рис. 5.3. Крепление и соединение шин

При монтаже болтовых соединений (рис. 5.3, в) в соединяемых шинах с помощью шаблона размечаются, а затем сверлятся отверстия. Диаметр отверстий должен быть больше диаметра болтов на 1-2 мм. Контактные поверхности обрабатываются на специальных станках или напильником и покрываются слоем нейтральной смазки.

При затяжке болтовых соединений шин применяются средства стабилизации давления, например тарельчатые пружины (шайбы). Затяжка болтовых соединений осуществляется в два приема:

- затяжка до полного сжатия тарельчатой пружины;
- ослабление затяжки приблизительно на четверть оборота.

Гибкие шины не должны иметь перекруток, расплеток, лопнувших проволок. Стрелы провеса не должны отличаться от проектных более чем на $\pm 5\%$. Соединения между смежными аппаратами должны быть выполнены одним отрезком шины (без разрезания). Присоединение ответвлений в шинном пролете должно быть выполнено без разрезания гибкой шины.

5.2.2. Коммутационные аппараты

Коммутационные аппараты (выключатели, разъединители) поставляются на монтажную площадку в собранном виде с комплектом металлоконструкций, позволяющих производить монтаж аппаратов, исключая сварочные работы.

Монтаж и регулировку коммутационных аппаратов следует производить в соответствии с монтажными инструкциями предприятий-изготовителей. Перед монтажом коммутационные аппараты освобождаются от заводской упаковки и осматриваются: проверяется состояние изоляторов, армировочных швов, прочность крепления отдельных элементов.

Выключатели и разъединители устанавливаются на опорные конструкции (фундамент). Выверяется вертикальность и горизонтальность установки аппарата. На опорную конструкцию устанавливается привод, проверяется и регулируется совместная работа привода и коммутационного аппарата.

К аппаратным зажимам полюсов подводится ошиновка. Монтаж ошиновки выполняется таким образом, чтобы в элементах выключателя и разъединителя не возникали механические напряжения от, пружинящего действия шин, температурных изменений их длины. Металлические части аппаратов, нормально не находящиеся под напряжением, подсоединяются к заземляющему устройству.

Особое внимание при монтаже разъединителя уделяется работе контактной системы. Оси контактов каждого полюса должны совпадать; полюса разъединителя должны замыкаться и размыкаться одновременно; контактное давление должно соответствовать заводским нормам.

Замеченные неисправности и дефекты в работе контактной системы устраняются специально предусмотренными в конструкции разъединителя регулировками.

Разъединители выполняются, как правило, с заземляющими ножами. Поэтому при монтаже проверяется работа блокировок от неправильных операций с главными и заземляющими ножами разъединителя: при включенных главных ножах блокировка не должна позволять включение заземляющих ножей; при включенных заземляющих ножах блокировка не должна позволять включение главных ножей разъединителя.

5.2.3 Измерительные трансформаторы, аппараты защиты от перенапряжений, конденсаторные установки

Перед монтажом измерительных трансформаторов проводится их осмотр. Проверяется целостность изоляции, исправность швов армировки, уровень масла в маслонаполненных трансформаторах, его электрическая прочность, измеряются характеристики изоляции обмоток.

Ревизия трансформаторов с выемкой активной части допускается лишь в том случае, когда имеются внешние признаки или результаты измерений, указывающие на возможные внутренние повреждения.

При монтаже измерительных трансформаторов должна быть обеспечена вертикальность и горизонтальность их установки на опорной конструкции.

В период монтажа измерительных трансформаторов напряжения их первичные и вторичные обмотки с целью безопасности закорачиваются, поскольку случайные прикосновения обмоток с временными проводами освещения, сварки, измерений могут вызвать трансформацию напряжения, опасного для жизни.

Все вторичные обмотки измерительных трансформаторов заземляются с целью безопасного обслуживания вторичных цепей при эксплуатации.

Высоковольтные вводы смонтированного трансформатора напряжения должны быть закорочены до его включения под напряжение. Корпус трансформатора должен быть заземлен.

Перед монтажом разрядников и ограничителей перенапряжений осматривается их фарфоровая крышка, в которой не должно быть трещин и сколов, проверяется состояние швов армировки и положение герметизирующих прокладок. Легкое встряхивание или покачивание аппарата не должны вызывать внутреннего шума или позвякивания.

Аппараты в полимерных крышках имеют меньшую массу, меньшую вероятность повреждения при транспортировке, хранении и монтаже, более надежны.

После установки аппарата защиты от перенапряжения на опорную конструкцию (фундамент) выполняется его ошиновка и подключение к заземляющему устройству. Все металлические части и швы армировки покрываются влагостойкой краской.

При монтаже конденсаторных установок должна быть обеспечена горизонтальная установка каркасов и вертикальная установка конденса-

торов. Расстояние между дном конденсаторов нижнего яруса и полом помещения должно быть не менее 100 мм.

Паспорта конденсаторов (таблички с техническими данными) должны быть обращены в сторону прохода, из которого будет производиться их обслуживание.

Токоведущие шины и заземляющие проводники должны монтироваться таким образом, чтобы обеспечить удобство смены любого конденсатора во время эксплуатации. Ошиновка не должна создавать изгибающих усилий в выводных изоляторах конденсаторов.

5.2.4. Заземляющие устройства

Монтаж заземляющих устройств (ЗУ) состоит из следующих операций:

- подготовки земляной траншеи;
- установки заземлителей (вертикальных и горизонтальных) и соединения их между собой;
- прокладки заземляющих проводников;
- соединений заземляющих проводников с заземлителями и заземляемыми частями оборудования.

В качестве заземлителей используются в первую очередь естественные заземлители: железобетонные фундаменты зданий и сооружений, металлические трубы водопровода, металлические оболочки бронированных кабелей, проложенных в земле. Не допускается использовать в качестве естественных заземлителей трубопроводы горючих жидкостей и газов, трубопроводы канализации, алюминиевые оболочки кабелей.

При недостаточном сопротивлении естественных заземлителей устанавливают искусственные заземлители (рис. 5.4, а). С этой целью по периметру объекта (подстанции) роется траншея глубиной 0,7-0,8 м. В дно траншеи заглубляются вертикальные заземлители (электроды) длиной 3-5 м, в качестве которых используется стальной прокат:

- круглый диаметром не менее 16 мм²;
- трубный диаметром не менее 32 мм²;
- угловой сечением не менее 100 мм².

Заглубление электродов в грунт выполняется ударным способом, вдавливанием или вкручиванием. Для вкручивания применяется электрозаглубитель – дрель с редуктором, понижающим частоту вращения ниже 100 об/мин и соответственно увеличивающим вращающий момент на ввертываемом электроде. Нижнему концу электродов придается форма бурава (рис. 5.4, б).

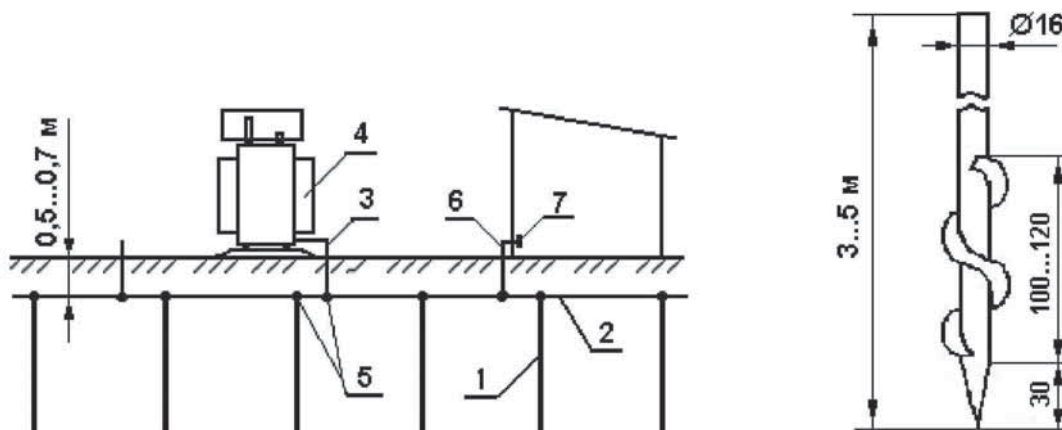


Рис. 5.4. Принципиальная схема ЗУ (а) и вертикальный заземлитель, подготовленный к заглублению вкручиванием (б):

1 – заземлитель вертикальный (электрод); 2 – заземлитель горизонтальный;
3 – заземляющий проводник; 4 – металлические части оборудования, подлежащие заземлению; 5 – места сварки; 6 – ввод заземляющих проводников в здание;
7 – заземляющая шина

После заглубления в грунт верхние концы электродов, выступающие на 150–200 мм над дном траншеи, соединяются между собой горизонтальными заземлителями. В качестве горизонтальных заземлителей используется, как правило, полосовая сталь сечением не менее 100 мм² или стальная проволока диаметром не менее 10 мм.

В открытых РУ дополнительно прокладываются продольные и поперечные горизонтальные заземлители, объединенные между собой в заземляющую сетку. Это необходимо для выравнивания электрического потенциала на территории РУ при стекании с ЗУ тока замыкания на землю.

Все соединения вертикальных и горизонтальных заземлителей выполняются сваркой. Места сварки покрывают битумным лаком. При высокой коррозионной активности почвы по отношению к стали в качестве искусственных заземлителей используется оцинкованный стальной прокат.

Каждая металлическая часть электроустановки, подлежащая заземлению, присоединяется к заземлителям с помощью отдельного заземляющего проводника. Последовательное соединение двух и более элементов электроустановки одним заземляющим проводником не допускается.

Присоединение заземляющих проводников к заземлителям выполняется сваркой, а к металлическим частям оборудования, как правило, с помощью болтового соединения (для обеспечения возможности проведения измерений).

По окончании монтажа ЗУ составляется акт скрытых работ с указанием привязки ЗУ к стационарным ориентирам. Траншея засыпается грунтом и утрамбовывается.

Заземление оборудования, находящегося внутри зданий, выполняется присоединением этого оборудования с помощью заземляющих проводников к заземляющей шине. Эта шина должна быть соединена с наружным контуром заземления не менее чем двумя заземляющими проводниками в разных точках.

Заземляющая шина крепится непосредственно к стенам зданий и сооружений с помощью дюбелей и строительно-монтажного пистолета. Крепление выполняется на высоте 0,4-0,6 м от уровня пола через каждые 1,5 м.

Соединения отдельных полос заземляющей шины выполняются сваркой внахлестку. Длина нахлеста должна быть не менее двойной ширины шины.

После монтажа все открыто проложенные элементы ЗУ окрашиваются чередующимися продольными или поперечными полосами желтого и зеленого цвета.

5.2.5. Монтаж комплектных распределительных устройств

Распределительные устройства (РУ) на напряжение 6-10 кВ собираются, как правило, из комплектных ячеек полной заводской готовности. Силовое оборудование ячеек (выключатели, трансформаторы напряжения) может располагаться на выкатных тележках (ячейки КРУ) или стационарно в сборных камерах одностороннего обслуживания (камеры КСО).

Монтаж комплектных РУ выполняется в два этапа.

На первом этапе в ходе выполнения общестроительных работ устраиваются предусмотренные строительными чертежами проемы, ниши, кабельные каналы, устанавливаются закладные детали и опорные конструкции под оборудование, выполняется монтаж заземляющего устройства и сети общего освещения.

Поверхности всех опорных металлических конструкций для установки оборудования должны быть выверены по горизонтали. Стыки этих конструкций свариваются с помощью накладок из полосовой стали для обеспечения непрерывности цепи заземления.

На втором этапе на опорные конструкции устанавливаются комплектные ячейки РУ, выполняются соединения сборных шин, проверя-

ется совпадение разъединяющих контактов первичных и вторичных цепей и заземляющих контактов путем медленного вкатывания тележек в рабочее положение.

Прокладку силовых кабелей выполняют после установки ячеек на место. В каналах кабели раскладывают в соответствии с кабельным журналом. После разделки кабелей и монтажа концевых муфт на кабели у каждой муфты вешают маркировочную бирку с надписью в соответствии с кабельным журналом.

Монтажные работы по первичным цепям завершают проверкой уровня масла в маслонаполненном оборудовании (при необходимости доливают чистое, сухое, прошедшее испытания трансформаторное масло до уровня отметки на маслоуказателе) и проверкой работы выключателей, разъединителей, вспомогательных контактов и блокировочных устройств. Эту проверку производят в соответствии с требованиями инструкций предприятия-изготовителя.

Одновременно с работами по первичным цепям на втором этапе работ выполняют монтаж вторичных цепей. В релейных отсеках комплектных ячеек устанавливают приборы и аппараты защиты, управления, сигнализации, измерения и учета электроэнергии, демонтированные на время транспортировки.

В соответствии с проектом прокладывают, разделяют и подключают контрольные кабели, кабели питания оперативным током и кабели освещения. В соответствии с кабельным журналом на концы кабелей вешают маркировочные бирки с надписями.

Перед сдачей РУ в эксплуатацию восстанавливают поврежденную отделку ячеек, окрашивают места сварки. На фасадах ячеек выполняют четкие надписи в соответствии с наименованием присоединений. У всех приводов выключателей и разъединителей делают надписи с указанием «Включено» и «Отключено».

На фазах каждой секции сборных шин РУ предусматривают места для наложения переносного заземления и наносят условный знак заземления. Шины в этих местах зачищают и смазывают тонким слоем технического вазелина.

На дверях, выходящих из помещения РУ наружу или в другое помещение, с внешней стороны делают надписи с наименованием РУ и закрепляют стандартные металлические предупредительные плакаты.

Испытания комплектных распределительных устройств

Испытания выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов, разрядников и другого оборудования РУ производятся по нормам.

У выкатных тележек выполняется проверка механизма доводки и блокировки в рабочем и испытательном положениях. При попытке вывода тележки из закрепленного положения с включенным выключателем последний должен отключаться. Отключение выключателя должно происходить раньше перемещения тележки, вызывающего размыкание первичных разъединяющих контактов.

Проверяется действие защитных шторок, обеспечивающих безопасность при производстве ремонтных работ. Эта проверка производится выдвиганием тележки в ремонтное положение. При этом шторки под действием собственной массы должны закрывать окна. При вкатывании тележки шторки должны автоматически подниматься, открывая окна для прохода подвижных контактов первичной цепи.

Проверка работы механических блокировок производится многократным (четыре-пять раз) вкатыванием тележки. При этом не должно быть перекосов и заеданий.

Давление ламелей разъединяющих контактов первичных цепей должно быть в пределах 10–15 кг.

Измеряются переходные сопротивления первичных разъединяющих контактов, болтовых контактных соединений сборных шин, разъединяющих контактов вторичных цепей, связи заземления выкатной тележки с корпусом. Измерения проводятся двойным мостом, микроомметром или методом амперметра и вольтметра.

Переходное сопротивление первичных контактов R_{Π} не должно превышать значений, указанных в табл. 5.1.

Таблица 5.1

$I_{\text{ном}}, \text{А}$	400	600	1000	1600	<u>2000</u>
$R_{\Pi}, \text{мкОм}$	75	60	50	40	33

Переходное сопротивление контактов сборных шин не должно превышать более чем в 1,2 раза сопротивления целого участка шины такой же длины. Переходное сопротивление разъединяющих контактов вторичных цепей должно быть не более 4000 мкОм. Переходное сопротивление связи заземления выкатной тележки с корпусом не должно превышать 100 мкОм.

Сопротивление изоляции первичных цепей, измеренное мегаомметром на напряжение 2500 В, должно быть не ниже 100 МОм. Сопротивления изоляции вторичных цепей, измеренное мегаомметром на напряжение 500–1000 В, должно быть не ниже 0,5 МОм.

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции первичных цепей проводится до присоединения силовых ка-

белей. Все тележки должны быть установлены в рабочее положение, выключатели – включены. Тележки с трансформаторами напряжения должны быть выкачены. Продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 1 мин. Величина испытательного напряжения для керамической изоляции РУ 10(6) кВ составляет 42 (32) кВ; для твердой органической изоляции – 37,8 (28,8) кВ.

Испытания изоляции вторичных цепей производится напряжением промышленной частоты 1 кВ в течение 1 мин.

Упрощение монтажа РУ с выключателями нагрузки достигается в настоящее время применением моноблочных конструкций, выпускаемых, в частности, фирмой Schneider Electric (блок RM6) и ОАО «ПО Элтехника» (КРУ «Ладога»). В моноблочной конструкции в герметичный бак, заполненный элегазом с низким избыточным давлением, заключены все рабочие части устройства (выключатели нагрузки, заземляющие разъединители, сборные шины). Плавкие предохранители, используемые в комбинации с выключателями нагрузки, помещены в отдельные герметичные кожухи.

Расширение РУ осуществляется за счет простого присоединения дополнительного моноблока на уровне сборных шин без необходимости работы с элегазом.

Использование моноблочных конструкций позволяет не только сократить объем электромонтажных работ, но и существенно уменьшить габариты РУ. Кроме того, моноблочные конструкции РУ практически не требуют эксплуатационного обслуживания в течение всего срока службы.

Глава 6 ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

6.1. Общие сведения об эксплуатации оборудования

После завершения электромонтажных, пусконаладочных работ и приемо-сдаточных испытаний начинается использование электрооборудования по назначению в технологическом процессе предприятия, то есть эксплуатация этого оборудования.

Под термином «эксплуатация» понимается стадия жизненного цикла оборудования, на которой реализуются, поддерживаются и восстанавливаются его технические характеристики, предусмотренные проектом и нормативными документами.

Персонал, осуществляющий техническую эксплуатацию электрооборудования, подразделяется на:

административно-технический, организующий техническое обслуживание оборудования, оперативное управление оборудованием и ремонтные работы;

оперативный, осуществляющий техническое обслуживание и оперативное управление (проведение осмотров, оперативных переключений, подготовку рабочего места, допуск к работе, надзор за работающими);

ремонтный, выполняющий все виды работ по ремонту оборудования электроустановок.

Эксплуатационный персонал должен иметь соответствующую выполняемой работе квалификационную подготовку и группу по электробезопасности.

Организационные и технические положения по эксплуатации оборудования изложены в *Правилах технической эксплуатации электроустановок потребителей* [1], являющиеся обязательными для всех отраслей народного хозяйства. Применительно к конкретным условиям каждого предприятия разрабатываются и утверждаются руководителем электрохозяйства местные инструкции, базирующиеся на указанных Правилах.

Основные этапы эксплуатации оборудования, показаны на рис. 6.1. Для реализации и поддержания требуемых технических характеристик оборудования проводится его техническое обслуживание – комплекс работ, включающий в себя осмотры, межремонтное обслуживание, профилактические испытания и диагностирование состояния оборудования.

Осмотры оборудования выполняются с целью визуального контроля состояния этого оборудования. Различают плановые и внеочередные осмотры оборудования. Периодичность плановых осмотров регламентируется [1], а также с учетом конкретных условий работы оборудования – местными инструкциями.

Внеочередные осмотры оборудования проводятся, например, при резких изменениях условий его работы, после стихийных бедствий, отключения оборудования релейной защитой.

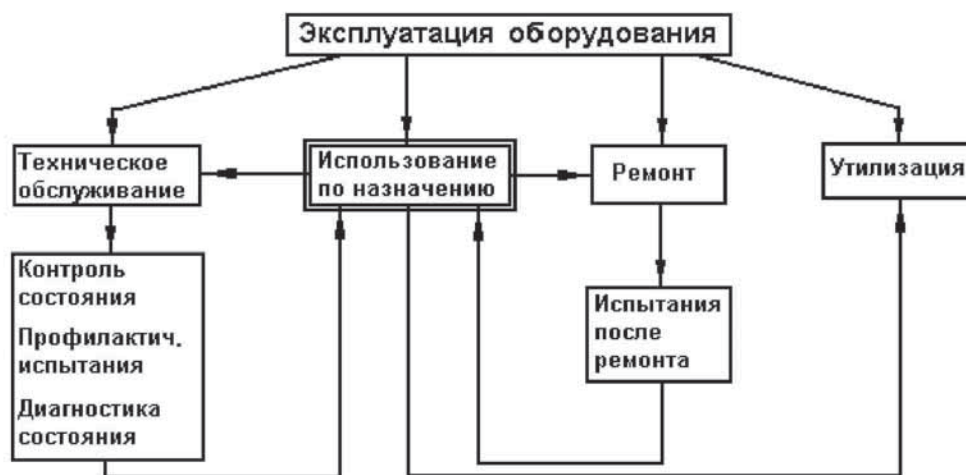


Рис. 6.1. Основные этапы эксплуатации оборудования

При межремонтном обслуживании электрооборудования выполняются технические мероприятия в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя, в частности чистка изоляции, смазка трущихся частей, а также устраняются выявленные при осмотрах мелкие неисправности и дефекты оборудования.

В процессе эксплуатации происходит износ оборудования, сопровождающийся изменением его технических характеристик. Осмотры далеко не всегда позволяют выявить техническое состояние оборудования и возможность дальнейшего его использования по назначению. В частности, невозможно визуально оценить состояние изоляции кабеля, состояние масла трансформатора и его твердой изоляции.

Более достоверная, чем при осмотрах, оценка технического состояния и возможности дальнейшего использования оборудования по назначению осуществляется профилактическими испытаниями (измерениями параметров) и диагностированием состояния оборудования.

Объем и нормы *профилактических испытаний* регламентируются [1], а конкретные сроки этих испытаний определяются техническим руководителем предприятия (главным энергетиком) с учетом рекомендаций заводских инструкций и местных условий эксплуатации оборудования.

Основными задачами диагностирования оборудования являются:

- определение вида технического состояния;
- поиск места отказа или неисправностей;
- прогнозирование технического состояния.

При определении вида технического состояния дается заключение об исправности (неисправности) и работоспособности (неработоспособности) оборудования. При прогнозировании технического состояния дается оценка остаточного ресурса и нижняя граница вероятности безотказной работы оборудования для заданного интервала времени.

Общий порядок проведения диагностирования оборудования регламентируется [1].

По результатам осмотров, профилактических испытаний и диагностирования оборудования оценивается необходимость и целесообразность его ремонта.

Ремонт оборудования – это комплекс работ для поддержания работоспособности и требуемых технических характеристик оборудования путем замены или восстановления изношенных или отказавших элементов с последующей регулировкой, наладкой и испытаниями оборудования.

По назначению различают восстановительный ремонт, реконструкцию и техническое перевооружение. *Восстановительный ремонт* осуществляется без изменения конструкции отдельных узлов и всего устройства в целом. Технические характеристики оборудования остаются неизменными.

По объему работ восстановительные ремонты делятся на текущие и капитальные. При *капитальном ремонте* проводится полная разборка оборудования с заменой или восстановлением любых его частей. При таком ремонте достигается практически полное восстановление ресурса оборудования.

К *текущим ремонтам* относятся ремонты, проводимые для обеспечения работоспособности оборудования и состоящие в замене или восстановлении его отдельных частей, например, быстро изнашивающихся деталей. Эти ремонты проводятся в период между двумя капитальными ремонтами.

При *реконструкции* производится изменение конструктивного исполнения отдельных узлов, замена отдельных материалов при практически неизменных технических характеристиках оборудования.

При *техническом перевооружении* некоторые узлы и материалы заменяются более совершенными, технические характеристики оборудования улучшаются.

Для оценки состояния оборудования после проведения ремонтных работ проводятся *испытания*, объем которых регламентируется [1, 4].

При эксплуатации оборудования происходит не только его физический, но и *моральный износ*, обусловленный появлением нового оборудования, характеризующегося более высокими технико-экономическими показателями.

При экономической неэффективности восстановительного ремонта, особенно морально устаревшего оборудования, выполняется его *утилизация* – последняя стадия эксплуатации оборудования.

6.2. Связь эксплуатации и надежности оборудования

Процесс эксплуатации оборудования сопровождается его износом – изменением характеристик под действием окружающей среды и эксплуатационных режимов работы.

К воздействиям *окружающей среды* относятся ее температура, влажность, загрязненность, химическая активность, а также солнечная радиация, интенсивность грозовой деятельности, ветер, гололед и другие факторы.

В *эксплуатационных режимах* оборудование подвергается рабочим нагрузкам, систематическим и аварийным перегрузкам, перегрузкам от токов коротких замыканий, воздействию рабочих напряжений и перенапряжений (грозовых, коммутационных, феррорезонансных) и других факторов.

Перечисленный комплекс факторов при их совместном воздействии на оборудование приводит к ухудшению его характеристик, которое в конечном итоге может привести к отказу оборудования. Под *отказом* понимается событие, заключающееся в потере работоспособности оборудования, после которого оно не может выполнять свои функции.

Характерная для большинства восстанавливаемого оборудования зависимость интенсивности отказов от времени эксплуатации показана на рис. 6.2, а. Эта зависимость, называемая «кривой жизни» технического изделия, имеет три характерные временные области 1, 2 и 3.

Область 1 – период приработки оборудования после монтажа или ремонта, когда интенсивность отказов достаточно высокая.

Область 2 – период нормальной эксплуатации оборудования с практически неизменной интенсивностью отказов. Это область характеризуется внезапными отказами случайного характера.

Область 3 – период старения отдельных узлов и оборудования в целом. Эта область характеризуется увеличением интенсивности износовых отказов.

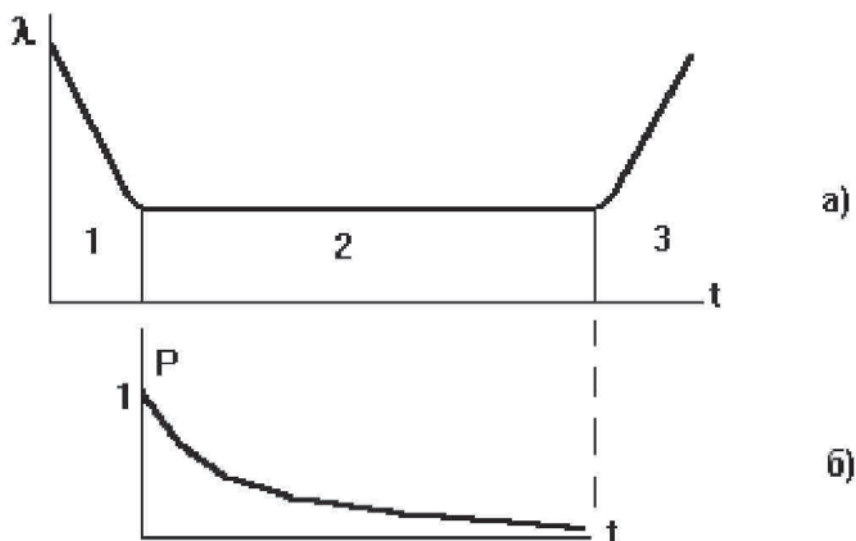


Рис. 6.2. Зависимость интенсивности отказов от времени эксплуатации (а) и распределение вероятности безотказной работы оборудования (б)

К отказу оборудования могут привести нарушения условий транспортировки и хранения оборудования, а также случайные факторы, в частности ошибочные действия эксплуатационного персонала.

При отказе оборудования может возникнуть ущерб, значение которого зависит от категории приемников электроэнергии: опасность для жизни людей, расстройство сложного технологического процесса, массовый недоотпуск продукции, простои рабочих и механизмов и другие виды ущерба.

Из изложенного следует, что безотказная (а в более широком смысле надежная) работа оборудования тесно связана с различными сторонами его эксплуатации: транспортировкой, хранением, условиями и режимами работы, обслуживанием, ремонтами. Поэтому эксплуатация должна быть организована таким образом, чтобы обеспечивалась надежная работа электрооборудования и предотвращались возможные негативные последствия (ущербы) при ее нарушении.

Под *надежностью* понимается свойство оборудования выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в заданных пределах, соответствующих заданным режимам и условиям использования.

Надежность является одним из свойств оборудования, которое проявляет себя только в процессе эксплуатации. Надежность оборудования закладывается при его проектировании, обеспечивается при изготовлении и расходуется при эксплуатации.

Все оборудование, а тем более совокупность электроустановок и систем состоят из большого количества различных элементов. Эти элементы можно разделить на две группы: невосстанавливаемые и восстанавливаемые.

Невосстанавливаемыми являются элементы, работоспособность которых после отказа восстановлению не подлежит (тиристор, лампа накаливания). *Восстанавливаемыми* являются элементы, работоспособность которых после отказа подлежит восстановлению в процессе эксплуатации за счет проведения ремонта (трансформатор, линия электропередачи).

Надежность является комплексным свойством оборудования, которое в зависимости от назначения и условий эксплуатации характеризуется безотказностью, долговечностью и сохраняемостью, а для восстанавливаемого оборудования – дополнительно ремонтпригодностью.

Безотказность – свойство оборудования непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторого времени. Эта наиболее общая и наиболее важная характеристика надежности определяется следующим показателями:

- вероятностью безотказной работы;
- интенсивностью отказов и наработкой до отказа (невосстанавливаемые элементы);
- параметром потока отказов и наработкой на отказ (восстанавливаемые элементы).

Долговечность – свойство оборудования сохранять работоспособность до наступления предельного состояния. Предельное состояние оборудования определяется невозможностью его дальнейшей эксплуатации вследствие экономической неэффективности, требований безопасности или морального износа. При достижении предельного состояния оборудование подлежит капитальному ремонту или утилизации.

Показателями долговечности являются срок службы невосстанавливаемых элементов и срок между ремонтами для восстанавливаемых элементов. Для невосстанавливаемых элементов понятия безотказности и долговечности совпадают. Для восстанавливаемых элементов долговечность определяется системой обслуживания и ремонта в процессе эксплуатации.

Оборудование может изменять свои свойства не только в процессе использования по назначению, но и при транспортировке, хранении, нахождении в бездействии. В этих условиях характеристикой надежности является *сохраняемость* – свойство оборудования непрерывно сохранять исправное и работоспособное состояние в течение и после транспортировки и хранения.

Показателем сохраняемости оборудования является срок сохраняемости.

Для планирования технического обслуживания и ремонта оборудования важной характеристикой надежности является *ремонтпригодность* – приспособленность оборудования к предупреждению и обнаружению причины возникновения отказов и устранению их последствий путем проведения ремонта.

Основным показателем ремонтпригодности является среднее время восстановления.

Выбор показателей надежности или их совокупности определяется не только назначением оборудования, его местом в технологическом процессе, но и условиями использования. В частности, при эксплуатации воздушной линии электропередачи необходимо учитывать климатические условия, в которых проходит трасса линии: район по ветру, гололеду, интенсивности грозовой деятельности, пляске проводов, диапазон изменения температуры окружающей среды.

Правильный анализ и учет условий использования оборудования позволяют обоснованно организовать систему его технического обслуживания и ремонта.

Таблица 6.1

Периодичность ремонтов оборудования

Оборудование	Периодичность ремонта, лет	
	текущего	капитального
Силовые трансформаторы 10/04кВ	3	12
КТП внутренней установки	3	12
КТП наружной установки	1	8
Выключатели масляные 10 кВ	1	3
Выключатели нагрузки 10 кВ	1	3
Разъединители 10 кВ:		
внутренней установки	1	
наружной установки	1	4 3
Конденсаторные установки до 10 кВ	0,5	4
Трансформаторы тока до 10 кВ	1	3
Воздушные линии 0,4-10 кВ: на деревянных опорах на ж.б. опорах	3 4...5	6 8...10
Воздушные линии 35–110 кВ:		
на деревянных опорах	—	6
на метал. и ж. б. опорах		12
Кабельные линии до 10 кВ	1	20

6.3. Эксплуатационная техническая документация

Важным фактором организации эффективной эксплуатации оборудования является качество и полнота эксплуатационной документации, которая существенно влияет на затраты труда, средств и времени. Основой такой документации являются отраслевые нормативные документы:

- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей;
- Правила устройства электроустановок;
- Нормы испытаний электрооборудования;
- Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок;
- ГОСТ, РД, заводские инструкции по эксплуатации и другие документы.

Эти общие нормативные документы не могут учесть всех специфических особенностей конкретных объектов. Поэтому на каждом предприятии кроме отраслевых нормативных документов должна быть своя техническая документация, отражающая структуру и специфику этого предприятия и способствующая эффективной эксплуатации электрооборудования.

Необходимый объем технической документации устанавливается [1] и в зависимости от структуры и мощности предприятия, количества и состава электрооборудования делится на три группы:

- техническая документация по объекту;
- структурному подразделению (отделу, цеху, участку);
- рабочему месту.

В первую группу входит следующая основная техническая документация:

- генеральный план предприятия с нанесенными зданиями, сооружениями и подземными коммуникациями;
- акты наладки, испытаний и приемки электроустановок в эксплуатацию;
- исполнительные рабочие схемы электрических соединений;
- технические паспорта основного электрооборудования;
- производственные инструкции по эксплуатации электроустановок;
- должностные инструкции по рабочим местам, включая инструкции по охране труда и другие.

Основная техническая документация в структурном подразделении (цехе) включает в себя:

- журналы учета электрооборудования с указанием его технических данных и инвентарных номеров;

- исполнительные чертежи воздушных и кабельных линий и заземляющих устройств;
- схемы электроснабжения по объекту в целом и по структурным подразделениям;
- производственные инструкции по эксплуатации электроустановок подразделения, должностные инструкции, инструкции по охране труда;
- списки работников, имеющих право отдавать распоряжения, выдавать наряды-допуски, допускать к работе, выполнять оперативные переключения.

Непосредственно на рабочих местах (подстанциях, распределительных устройствах) должна быть следующая документация:

- оперативная однолинейная схема электрических соединений, на которой отмечается фактическое положение коммутационных аппаратов;
- журнал учета электрооборудования;
- кабельный журнал;
- оперативный журнал;
- журнал учета работ по нарядам и распоряжениям;
- листки осмотра оборудования;
- журнал неисправностей и дефектов электрооборудования;
- ведомости показаний контрольно-измерительных приборов;
- ведомости профилактических испытаний, измерений и контроля состояния оборудования;
- месячные, годовые и многолетние планы-отчеты работ по обслуживанию и ремонту оборудования;

Все изменения в электроустановках, выполненные в процессе их эксплуатации, должны своевременно отражаться на схемах и чертежах. Оперативная техническая документация должна периодически проверяться вышестоящим оперативным или административно-техническим персоналом.

6.4. Эксплуатация силовых трансформаторов

6.4.1. Осмотр трансформаторов

Осмотры трансформаторов являются средством визуального контроля их состояния при эксплуатации. Осмотры проводятся без отключения трансформаторов со следующей периодичностью:

- главных понижающих трансформаторов подстанций с постоянным дежурством персонала – 1 раз в сутки;
- остальных трансформаторов электроустановок с постоянным и без постоянного дежурства персонала – не реже 1 раза в месяц.

Внеочередные осмотры трансформаторов производятся:

- после неблагоприятных климатических воздействий, например после резкого изменения температуры окружающего воздуха;
- после срабатывания газовой защиты на сигнал;
- после отключения трансформатора газовой или дифференциальной защитой.

При осмотрах трансформаторов проверяются:

- показания всех измерительных приборов (термометров, термо-сигнализаторов, мановакуумметров и других);
- состояние внешней изоляции трансформатора (отсутствие трещин и сколов фарфора, степень загрязнения поверхности);
- состояние ошиновки, кабельных вводов и доступных для наблюдения контактных соединений;
- состояние фланцевых соединений маслопроводов и отсутствие течи масла;
- наличие и уровень масла в расширителе и маслонаполненных вводах;
- состояние контура заземления;
- состояние маслоприемных устройств (гравийной засыпки);
- при закрытой установке трансформаторов проверяется состояние помещения, исправность вентиляции, наличие средств пожаротушения.

Одним из показателей состояния трансформатора служит характер издаваемого им гула (прослушивание ведется при отключенных вентиляторах). Не должно быть потрескиваний и щелчков, связанных с разрядами в баке трансформатора; гудение должно быть равномерным без периодических изменений уровня или тона.

6.4.2. Режимы работы трансформаторов

Одной из главных задач эксплуатации трансформаторов является контроль режима их работы. Этот контроль осуществляется путем проверки нагрузки трансформатора, напряжения на обмотках, температуры масла и других параметров. На подстанциях с постоянным дежурством персонала контроль осуществляется с периодичностью 1-2 часа с фиксированием параметров режима в суточной ведомости.

На подстанциях без постоянного дежурства персонала контроль режима трансформаторов осуществляется при каждом посещении подстанции оперативным персоналом, но не реже 1 раза в месяц.

Силовые трансформаторы могут работать в различных режимах, характеризующихся нагрузкой, напряжением, условиями окружающей среды и другими факторами.

Номинальным режимом трансформатора называется режим его работы при номинальном напряжении, номинальной нагрузке и температуре охлаждающей среды (воздуха) + 20° С.

Из приведенного определения видно, что длительный номинальный режим является идеализированным (практически недостижимым) режимом. Однако считается, что в таком режиме трансформатор способен проработать установленный заводом-изготовителем срок службы.

Нормальным называется режим работы трансформатора, при котором его параметры отклоняются от номинальных в пределах, допустимых стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами.

При нагрузке, не превышающей номинальную, допускается продолжительная работа трансформатора при *повышении напряжения* на любом ответвлении любой обмотки на 10 % сверх номинального напряжения данного ответвления. При этом напряжение на любой обмотке не должно быть выше наибольшего рабочего напряжения $U_{\text{раб max}}$, определяемого надежностью работы изоляции и нормируемого ГОСТ 721-77 в следующих пределах от номинального напряжения электрической сети $U_{\text{ном}}$:

$$\begin{aligned} U_{\text{ном}} &= 6, 10 \text{ кВ} \quad U_{\text{раб max}} = 1,2 U_{\text{ном}}, \\ U_{\text{ном}} &= 35, 110 \text{ кВ} \quad U_{\text{раб max}} = 1,15 U_{\text{ном}}, \\ U_{\text{ном}} &= 220 \text{ кВ} \quad U_{\text{раб max}} = 1,1 U_{\text{ном}}. \end{aligned}$$

Допускается *режим параллельной работы* трансформаторов при условии, что ни один из них не будет перегружен. Для этого должны выполняться следующие условия:

- группы соединений обмоток трансформаторов должны быть одинаковыми;
- соотношение мощностей трансформаторов не более 1:3;
- отличие коэффициентов трансформации не более чем на 0,5 %;
- отличие напряжений короткого замыкания не более чем на 10 %;
- произведена фазировка трансформаторов.

При параллельной работе трансформаторов и переменном графике их суммарной нагрузки возможна оптимизация количества работающих трансформаторов в течение суток. Критерий оптимальности - минимум потерь активной мощности.

Режим регулирования напряжения. Устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) должны работать, как правило, в автоматическом режиме. Допускается дистанционное переключение РПН с пульта управления. На трансформаторах с переключением без возбуждения (ПБВ) правильность выбора коэффициента трансформации должна проверяться два раза в год – перед зимним максимумом и летним минимумом нагрузки.

Аварийные режимы. При отключении трансформатора защитой, не связанной с его внутренними повреждениями, например, максимальной токовой защитой, трансформатор может быть вновь включен в работу.

При отключении трансформатора защитами от внутренних повреждений (газовой, дифференциальной) этот трансформатор включается в работу только после осмотра, испытаний, анализа масла, анализа газа из газового реле и устранения выявленных дефектов.

При срабатывании газового реле на сигнал производится наружный осмотр трансформатора и отбор газа из газового реле для анализа. Если газ в реле негорючий, при наружном осмотре признаки повреждения не обнаружены, а отключение трансформатора вызывает недоотпуск электроэнергии, трансформатор может быть оставлен в работе до выяснения причин срабатывания газового реле на сигнал. После выяснения этих причин оценивается возможность дальнейшей нормальной эксплуатации трансформатора.

Аварийный вывод трансформатора из работы осуществляется:

- при сильном и неравномерном шуме или потрескиваниях внутри бака трансформаторы;
- ненормальном и постоянно возрастающем нагреве трансформатора при нагрузке, не превышающей номинальную, и нормальной работе устройств охлаждения;
- выбросе масла из расширителя или разрыве диафрагмы выхлопной трубы;
- течи масла или уменьшении уровня масла ниже уровня масломерного стекла в расширителе.

6.4.3. Режим перегрузки трансформаторов

Наиболее подверженным процессу старения элементом трансформатора является целлюлозная изоляция обмоток, фактически определяющая ресурс (срок службы) трансформатора. Основным фактором, влияющим на старение изоляции, является ее нагрев, обуславливающий термический износ изоляции. Существует так называемое 6-градусное правило: *увеличение температуры изоляции на 6 градусов сокращает срок ее службы вдвое*. Это правило справедливо в диапазоне температур 80–140 °С.

Наиболее интенсивный нагрев изоляции обмоток происходит при перегрузке трансформаторов. Поэтому режиму перегрузки трансформаторов уделим особое внимание.

Перегрузки, обусловленные неравномерным суточным графиком нагрузки трансформатора, называются *систематическими*. Перегрузки,

обусловленные аварийным отключением какого-либо элемента системы электроснабжения, называются *аварийными* перегрузками.

Допустимость систематических и аварийных перегрузок трансформаторов при их эксплуатации регламентируется Руководством по нагрузке силовых масляных трансформаторов (ГОСТ 14209-97). Здесь учитываются система охлаждения трансформатора, температура охлаждающей среды, график нагрузки трансформатора и другие факторы.

С целью ознакомления с основными положениями ГОСТ 14209-97 рассмотрим сначала режим работы трансформатора при неизменной нагрузке S . Источником нагрева в трансформаторе является его активная часть. Масло нагревается от обмоток, его объем увеличивается, а плотность уменьшается. Нагретое масло поднимается в верхнюю часть бака и вытесняется в радиаторы системы охлаждения трансформатора (рис. 6.3, *а*). Проходя через радиаторы, масло остывает и поступает в нижнюю часть бака. Так происходит естественная циркуляция масла.

На тепловой диаграмме трансформатора (рис. 6.3, *б*) температура охлаждающего воздуха Θ_a принята неизменной (вертикальная прямая 1). Температура масла и температура витков обмотки увеличиваются практически линейно по высоте обмотки. Превышение температуры масла над температурой воздуха (прямая 2) в верхней части обмотки достигает величины $\Delta\Theta_{oa}$.

В силу дополнительных потерь в верхней части обмотки будет находиться наиболее нагретая точка обмотки h . Превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла (зависимость 3) в верхней части обмотки достигает величины $\Delta\Theta_{ho}$.

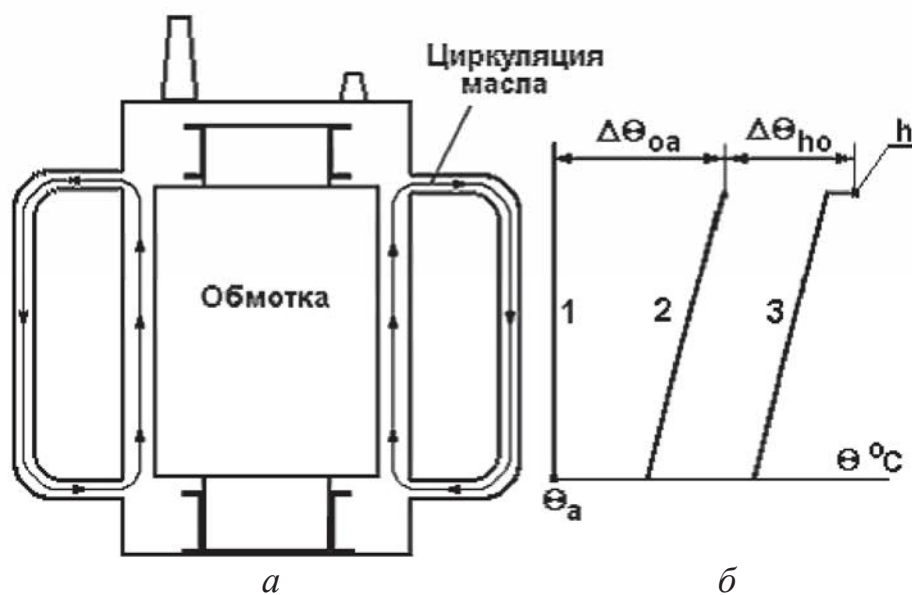


Рис. 6.3. Естественная циркуляция масла в трансформаторе (*а*) и тепловая диаграмма трансформатора (*б*)

Допустимость работы трансформатора в режиме перегрузки оценивается сопоставлением температуры масла в верхней части обмотки Θ_o и температуры наиболее нагретой точки обмотки Θ_h с их предельными значениями. Эти предельные значения для распределительных трансформаторов (мощность до 2,5 МВА и напряжение до 35 кВ) и трансформаторов средней мощности (до 100 МВА) приведены в табл. 6.2. Здесь же указаны предельные перегрузки трансформаторов, обуславливающие предельные температуры $\Theta_{o \max}$ и $\Theta_{h \max}$ при температуре воздуха $\Theta_a=20^\circ\text{C}$.

Таблица 6.2

Допустимая кратность перегрузок трансформаторов

	Распределительные	Средней мощности
Режим систематических перегрузок: предельная перегрузка, о.е. предельная температура наиболее нагретой точки обмотки, $\Theta_{h \max}$, $^\circ\text{C}$ предельная температура масла в верхних слоях, $\Theta_{o \max}$, $^\circ\text{C}$	1,5 140 105	1,5 140 105
Режим продолжительных аварийных перегрузок: предельная перегрузка, о.е. предельная температура наиболее нагретой точки обмотки, $\Theta_{h \max}$, $^\circ\text{C}$ предельная температура масла в верхних слоях, $\Theta_{o \max}$, $^\circ\text{C}$	1,8 150 115	1,5 140 115

Действительная температура воздуха изменяется в течение суток, сезона, года. При одной и той же нагрузке трансформатора увеличение температуры воздуха вызовет увеличение температуры масла и обмотки. Таким образом, термический износ изоляции определяется как нагрузкой трансформатора, так и температурой окружающего воздуха.

При инженерных расчетах режимов перегрузки трансформаторов используется *эквивалентная температура* воздуха. Это условно постоянная температура, которая в течение рассматриваемого периода времени вызывает такой же износ изоляции, как и действительная изменяющаяся температура за тот же период времени.

Для разных районов страны рассчитаны и приведены в эквивалентные сезонные и годовые температуры. Значения эквивалентных годовых, зимних и летних температур для некоторых населенных пунктов Северо-Западного региона приведены в табл. 6.3.

Таблица 6.3

Эквивалентная температура воздуха Θ_a , °C

Населенный пункт	годовая	зимняя	летняя
Архангельск	5,8	–11,4	14,0
Вологда	7,4	–10,8	15,5
Воркута	0,5	–19,4	9,4
Калининград	9,9	–2,4	16,5
Кандалакша	4,5	–10,6	12,5
Кировск	2,9	–11,3	10,9
Мурманск	3,4	–9,5	10,7
Нарьян-Мар	2,0	–15,7	10,3
Новгород	8,3	–7,6	16,0
Петрозаводск	7,1	–8,8	15,1
Псков	8,8	–6,5	16,3
Санкт-Петербург	8,6	–6,8	16,4
Сыктывкар	6,5	–14,1	15,0
Череповец	7,7	–10,2	15,8

6.4.4. Эксплуатация трансформаторного масла

Трансформаторное масло выполняет в трансформаторе три основные функции:

- изолирует находящиеся под напряжением узлы активной части;
- охлаждает нагревающиеся при работе узлы активной части;
- предохраняет твердую изоляцию обмоток от увлажнения.

Эксплуатационные свойства масла и его качество определяются химическим составом масла. Вновь поступившее масло должно иметь сертификат предприятия-поставщика, подтверждающий соответствие масла стандарту. Для масла, прибывшего вместе с трансформатором, соответствие стандарту подтверждается записью в паспорте трансформатора.

При каждом осмотре трансформаторов проверяется температура верхних слоев масла, контролируемая по термометрам или термосигнализаторам. Эта температура не должна превышать 95°C. В противном случае нагрузка трансформатора должна быть снижена.

Состояние масла оценивается по результатам испытаний, которые в зависимости от объема делятся на три вида.

1. *Испытания на электрическую прочность.* Здесь определяется пробивное напряжение масла $U_{пр}$, визуально (качественно) определяется содержание механических примесей и влаги.

Электрическая прочность – одна из основных характеристик диэлектрических свойств масла. Испытания масла на электрическую прочность проводятся в *стандартном маслопробойнике* (рис. 6.4), представляющем собой фарфоровый сосуд 1, в который вмонтированы два плоских электрода 2.

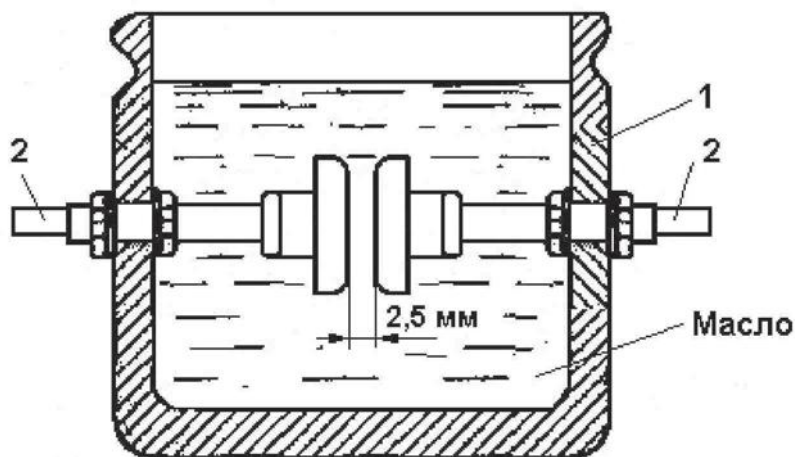


Рис. 6.4. Стандартный маслопробойник

Масло заливается в маслопробойник и отстаивается в течение 20 минут для удаления из него воздушных включений. Напряжение на электродах маслопробойника плавно повышается до пробоя масла. С интервалом 10 мин. выполняются шесть пробоев. Первый пробой не учитывается, а среднее арифметическое пяти других пробоев принимается за пробивное напряжение масла.

Снижение пробивного напряжения свидетельствует об увлажнении масла, наличии в нем растворенного воздуха, загрязнении масла волокнами от твердой изоляции и другими примесями.

2. *Сокращенный анализ* масла. Здесь дополнительно к п.1 определяются температура вспышки масла и кислотное число.

Температура вспышки паров масла в закрытом тигле характеризует фракционный состав масла и служит для обнаружения в трансформаторе процессов разложения масла.

Кислотное число – это количество едкого кали (KOH), выраженное в мг и необходимое для нейтрализации кислот, содержащихся в 1 г масла. Старение масла сопровождается увеличением в нем содержания кислотных соединений, поэтому кислотное число характеризует степень старения масла.

3. *Полный анализ* масла. Здесь дополнительно к п.2 определяются, количественное определение влаги и механических примесей, тангенс угла диэлектрических потерь $\tan \delta$, содержание водорастворимых кислот и

щелочей, содержание антиокислительных присадок, температура застывания, газосодержание и другие показатели.

Величина диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta$) характеризует степень загрязнения и старения масла.

Влагосодержание тщательно контролируется при эксплуатации трансформаторного масла. Ухудшение этого показателя характеризует нарушение герметичности трансформатора или его работу в недопустимом нагрузочном режиме. В последнем случае происходит интенсивное старение целлюлозной изоляции и выделение ею влаги под воздействием повышенной температуры. Кроме того, масло содержит химически связанную воду, которая может выделяться в виде свободной воды в результате старения масла и под воздействием повышенной температуры.

Увеличение газосодержания (кислорода воздуха) приводит к интенсификации окислительных процессов в масле. Этот показатель косвенно характеризует и герметичность трансформатора.

Температура застывания актуальна для масла, эксплуатируемого в районах крайнего севера.

Различают масло свежее, регенерированное (восстановленное) и эксплуатационное. Характеристики свежего и регенерированного масла практически не отличаются. Для эксплуатационного масла установлены нормально допустимые и предельно допустимые показатели качества.

Нормально допустимые показатели гарантируют нормальную работу оборудования. При показателях масла, приближающихся к *предельно допустимым*, необходимо принять меры по восстановлению эксплуатационных свойств масла или провести его замену.

В табл. 6.4 приведены показатели трансформаторного масла в соответствии с сокращенным анализом.

Таблица 6.4

Показатели качества трансформаторного масла

Показатель масла	Оборудова- ние, $U_{\text{ном}}$, кВ	Свежее масло	Регенерир. масло	Эксплуатационное масло	
				Норм. доп.	Пред. доп.
$U_{\text{пр}}$, кВ	до 35	35	35	—	25
	до 150	60	60	40	35
	220	65	65	60	55
Кисл. число, мг КОН/г	до 220	0,02	0,05	0,1	0,25
Температура вспышки, °С	до 220	135	130	*	125
* — уменьшение не более чем на 5°С по сравнению с предыдущим анализом					

Для определения показателей масла берется его проба в сухую, чистую, стеклянную емкость вместимостью около 1 л с притертой стеклянной пробкой. Масло берется из нижних слоев через специальный сливной кран. Предварительно сливается некоторое количество масла (2–3 л) для ополаскивания стеклянной емкости. На емкости должна быть этикетка с указанием оборудования, из которого взята проба, даты, причины отбора пробы и фамилии лица, отобравшего пробу масла.

Периодичность отбора проб масла соответствует периодичности текущих ремонтов трансформатора.

Непосредственный контакт масла с атмосферным воздухом приводит к насыщению масла влагой и кислородом. В результате уменьшается электрическая прочность масла, ускоряются окислительные процессы в масле (масло стареет).

Для замедления процессов увлажнения и старения масла в него добавляют антиокислительные присадки, а в конструкции трансформатора предусматривают специальные устройства: термосифонные фильтры, воздухоосушители, пленочную и азотную защиты.

Антиокислительные присадки способствуют поддержанию требуемого качества масла длительное время, а также защищают другие изоляционные материалы трансформатора. Срок службы масла с такими присадками увеличивается в 2–3 раза. Стоимость присадок относительно невелика. Добавку присадок выполняют раз в 4–5 лет. Примером антиокислительной присадки служит технический пирамидон в количестве 3 % от массы масла [3].

Термосифонный фильтр предназначен для поглощения влаги и продуктов окисления и старения масла в процессе эксплуатации. Общий вид термосифонного фильтра приведен на рис. 6.5, а. Корпус фильтра 1 заполнен адсорбентом 2 (силикагелем или другим веществом), поглощающим влагу и продукты окисления масла. С помощью патрубков 5 фильтр присоединен к верхней и нижней частям бака трансформатора. Масло через фильтр циркулирует за счет разности плотностей нагретого (в верхних слоях) и холодного (в нижних слоях) масла.

Количество адсорбента в фильтре составляет около 1 % массы масла. Насыщенный влагой адсорбент удаляется через бункер 4, а через бункер 3 загружается свежий адсорбент. Использованный адсорбент регенерируется нагреванием до температуры 400–500° С.

Насыщение адсорбента влагой контролируется по изменению его окраски. В частности, добавка к силикагелю хлористого кобальта обуславливает его голубую окраску. Появление розовой окраски является признаком насыщения силикагеля влагой и продуктами старения масла.

Трансформаторы мощностью 1000 кВА и более должны эксплуатироваться с постоянно включенными термосифонными фильтрами.

Масло очень гигроскопично, и если расширитель непосредственно связан с атмосферой, то влага из воздуха поглощается маслом, снижая его изоляционные свойства. Для предотвращения этого расширитель связывают с окружающей средой через *воздухоосушитель* (позиция 3 на рис. 6.5, б), заполненный силикагелем.

Принцип *пленочной защиты* (рис. 6.5, б) заключается в герметизации масла за счет установки внутри расширителя 2 эластичной емкости 1, предназначенной для компенсации температурного изменения объема масла. Эта емкость плотно прилегает к внутренней поверхности расширителя и масла, обеспечивая герметизацию последнего от окружающей среды.

Внутренняя полость эластичной емкости соединена с окружающей средой через воздухоосушитель 3, препятствующий конденсации влаги внутри емкости. Патрубок 4 соединяет расширитель с баком трансформатора.

Азотная защита (рис. 6.5, в) заключается в заполнении надмасленного пространства 1 герметичного расширителя сухим азотом. Компенсация температурных изменений объема масла осуществляется за счет связи надмасляного пространства с мягким резервуаром 2.

Несмотря на все применяемые защиты, в процессе длительной эксплуатации масло увлажняется и стареет. При приближении показателей масла к предельно допустимым его подвергают регенерации (восстановлению). На специальных установках масло центрифугируют, фильтруют, сушат, дегазируют.

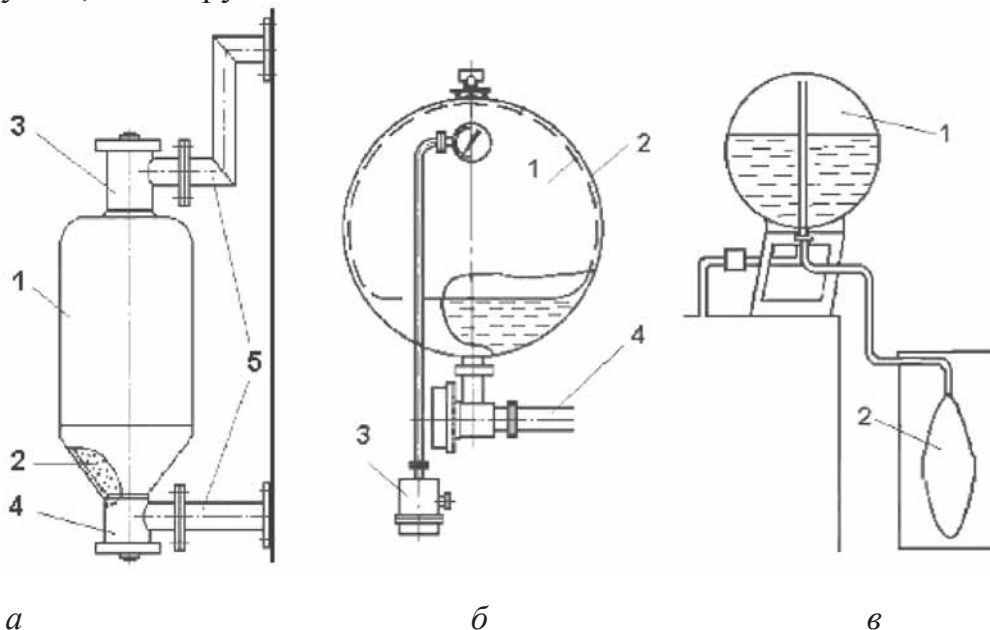


Рис. 6.5. Термосифонный фильтр (а), принципиальные схемы пленочной (б) и азотной (в) защиты масла

При центрифугировании из масла удаляются твердые механические примеси и частично влага, имеющие большую плотность, чем масло. При фильтровании масло продавливается через пористую среду (картон, бумагу), в которой задерживаются нерастворимые примеси и частично влага. Глубокая сушка масла выполняется распылением в вакууме или на цеолитовых установках, в которых масло фильтруется через слой молекулярных сит – цеолитов, задерживающих молекулы воды, но пропускающих молекулы масла. Растворенный в масле кислород удаляют в специальных дегазационных установках.

Стоимость регенерированного масла при полностью восстановленных эксплуатационных качествах не превышает 50–60 % от стоимости нового масла.

Сложности эксплуатации трансформаторного масла: защита от окружающей среды, периодический контроль состояния, испытания, регенерация – обусловили широкое использование в распределительных сетях 6–35 кВ трансформаторов герметичного исполнения (ТМГ), изготавливаемых с номинальной мощностью до 1600 кВА. Эти трансформаторы полностью заполнены маслом и не имеют расширителя. Температурные изменения объема масла воспринимаются гофрированным баком.

В трансформаторах ТМГ контакт масла с окружающей средой полностью отсутствует, что исключает его увлажнение, окисление и шламообразование. Масло практически не меняет своих свойств в течение всего срока службы трансформатора. Поэтому при эксплуатации таких трансформаторов отсутствует необходимость периодического взятия проб и испытаний масла.

В настоящее время альтернативой трансформаторному маслу являются жидкие диэлектрики Midel 7131, Софексил ТСЖ и другие. Экологически чистый диэлектрик Midel 7131 (пробивное напряжение 55 кВ, кислотное число 0,02 мг КОН/г, температура вспышки 257°С) применяется там, где требуется высокая пожаробезопасность – в жилых, служебных, некоторых производственных помещениях.

Для улучшения свойств трансформаторного масла российский производитель трансформаторов ОАО "Уралэлектротяжмаш" использует смесь из минерального трансформаторного масла и Midel 7131. Этой фирмой изготавливаются трансформаторы, полностью заполненные Midel 7131.

Экологически чистый диэлектрик Софексил ТСЖ (пробивное напряжение 35 кВ, температура вспышки 300°С) является пожаробезопасным. В условиях сурового российского климата явным преимуществом Софексил ТСЖ является низкая температура застывания -75°С. Температура застывания стандартного трансформаторного масла -45°С. Не-

достаточно низкая температура застывания масла может привести к перегреву и повреждению трансформатора при его запуске в суровых климатических условиях (Сибирь, районы крайнего Севера).

Трансформаторы с экологически чистыми жидкими диэлектриками дороже традиционных масляных трансформаторов, но дешевле сухих трансформаторов и успешно конкурируют с последними в части пожарной безопасности в распределительных сетях 6-35 кВ.

6.4.5. Хроматографический анализ газов, растворенных в трансформаторном масле

Необходимость контроля за изменением состава масла в процессе эксплуатации трансформаторов ставит вопрос о выборе такого аналитического метода, который смог бы обеспечить надежное качественное и количественное определение содержащихся в трансформаторном масле соединений. В наибольшей степени этим требованиям отвечает хроматография, представляющая собой комплексный метод, объединивший стадию разделения сложных смесей на отдельные компоненты и стадию их количественного определения. По результатам этих анализов проводится оценка состояния маслонаполненного оборудования.

Хроматографический анализ газов, растворенных в масле, позволяет выявить дефекты трансформатора на ранней стадии их развития, предполагаемый характер дефекта и степень имеющегося повреждения. Состояние трансформатора оценивается сопоставлением полученных при анализе количественных данных с граничными значениями концентрации газов и по скорости роста концентрации газов в масле. Этот анализ для трансформаторов напряжением 110 кВ и выше должен осуществляться не реже 1 раза в 6 месяцев [1, 4].

Основными газами, характеризующими определенные виды дефектов в трансформаторе, являются: водород H_2 , ацетилен C_2H_2 , этан C_2H_6 , метан CH_4 , этилен C_2H_4 , окись CO и двуокись CO_2 углерода.

Водород характеризует дефекты электрического характера (частичные, искровые и дуговые разряды в масле); ацетилен – перегрев активных элементов; этан – термический нагрев масла и твердой изоляции обмоток в диапазоне температур до $300^{\circ}C$; этилен – высокотемпературный нагрев масла и твердой изоляции обмоток выше $300^{\circ}C$; окись и двуокись углерода – перегрев и разряды в твердой изоляции обмоток.

С помощью анализа количества и соотношения этих газов в трансформаторном масле можно обнаружить следующие дефекты в трансформаторе.

1. Перегревы токоведущих частей и элементов конструкции магнитопровода. Основные газы: этилен или ацетилен. Характерные газы: водород, метан и этан. Если дефектом затронута твердая изоляция, заметно возрастают концентрации окиси и двуокиси водорода.

Перегрев токоведущих частей может определяться: выгоранием контактов переключающих устройств; ослаблением крепления электростатического экрана; ослаблением и нагревом контактных соединений отводов обмотки низкого напряжения или шпильки проходного изолятора ввода; лопнувшей пайкой элементов обмотки; замыканием проводников обмотки и другими дефектами.

Перегрев элементов конструкции магнитопровода может определяться: неудовлетворительной изоляцией листов электротехнической стали; нарушением изоляции стяжных шпилек, ярмовых балок с образованием короткозамкнутого контура; общим нагревом и недопустимыми местными нагревами от магнитных полей рассеяния в ярмовых балках, бандажах, прессующих кольцах; неправильным заземлением магнитопровода и другими дефектами.

2. Дефекты твердой изоляции. Эти дефекты могут быть вызваны перегревом изоляции от токоведущих частей и электрическими разрядами в изоляции. При перегреве изоляции от токоведущих частей основными газами являются окись и двуокись углерода, их отношение CO_2/CO , как правило, больше 13; характерными газами с малым содержанием являются водород, метан, этилен и этан; ацетилен, как правило, отсутствует.

При разрядах в твердой изоляции основными газами являются ацетилен и водород, а характерными газами любого содержания - метан и этилен. При этом отношение CO_2/CO , как правило, меньше 5.

3. Электрические разряды в масле. Это частичные, искровые и дуговые разряды. При частичных разрядах основным газом является водород; характерными газами с малым содержанием - метан и этилен. При искровых и дуговых разрядах основными газами являются водород и ацетилен; характерными газами с любым содержанием - метан и этилен.

После выявления дефекта и его подтверждения не менее чем двумя-тремя последующими измерениями следует планировать вывод трансформатора из работы прежде всего с дефектами группы 2. Чем раньше выведен из работы трансформатор с развивающимся дефектом, тем меньше риск его аварийного повреждения и объем ремонтных работ.

Если по результатам диагностики трансформатор должен быть выведен из работы, но по каким-то объективным причинам это невозможно осуществить, его следует оставить на контроле с учащенным отбором проб масла и хроматографическим анализом газов.

Хроматографический анализ газов, растворенных в масле, позволяет выявлять не только развивающиеся дефекты в трансформаторе, но и общее состояние изоляции его обмоток. Объективным показателем, позволяющим оценить степень износа изоляции обмоток трансформатора, является степень ее полимеризации, снижение которой прямо характеризует глубину физико-химического разрушения (деструкции) изоляции в процессе эксплуатации. Деструкции целлюлозной изоляции сопутствует рост содержания в трансформаторном масле окиси и двуокиси углерода и образование фурановых производных. В частности, наличие суммарной концентрации СО и СО₂ более 1% может свидетельствовать о дегградации целлюлозной изоляции. Образование фурановых производных является прямым следствием старения бумажной изоляции.

Метод жидкостной хроматографии позволяет определять и контролировать требуемое содержание в трансформаторном масле антиокислительных присадок, защищающих масло и другие изоляционные материалы трансформатора от старения.

6.4.6. Ремонт трансформаторов

Трансформаторы являются наиболее сложным оборудованием систем электроснабжения. Ремонт трансформатора, связанный с его разгерметизацией, выемкой и ремонтом активной части, требует высокой квалификации ремонтного персонала, больших материальных и временных затрат.

Вывод трансформатора в ремонт через определенный календарный промежуток времени не может считаться достаточно оправданным, поскольку в плановый ремонт может быть выведен вполне работоспособный трансформатор. Поэтому текущие и капитальные ремонты трансформаторов систем электроснабжения проводят в соответствии с их действительным техническим состоянием (система РТС).

Для оценки действительного состояния трансформатора при его техническом обслуживании периодически проводятся профилактические проверки, измерения, испытания, диагностирование. При обнаружении явных или прогнозировании развивающихся дефектов, которые могут привести к отказу трансформатора планируется вывод его в ремонт.

Предварительно проводится ряд организационно-технических мероприятий, обеспечивающих четкое выполнение ремонтных работ: подготовка помещения (площадки), грузоподъемных механизмов, оборудования, инструментов, материалов, запасных частей. Кроме того, составляются ведомость объема работ и смета, которые являются исходными документами для определения трудовых и денежных затрат, сроков ремонта, потребности в материалах.

Любой ремонт трансформатора, связанный с разгерметизацией и выемкой активной части относится к капитальному. В зависимости от состояния активной части различают:

- капитальный ремонт без замены обмоток;
- капитальный ремонт с частичной или полной заменой обмоток, но без ремонта магнитной системы;
- капитальный ремонт с заменой обмоток и частичным или полным ремонтом магнитной системы.

Ремонт трансформаторов мощностью до 6300 кВА выполняется, как правило, на специализированных ремонтных предприятиях. Ремонт трансформаторов большей мощности, у которых затраты на транспортировку могут превосходить стоимость ремонта, выполняется непосредственно на подстанциях. В этом случае персонал специализированного ремонтного предприятия выезжает к месту установки трансформатора.

По завершению ремонта активная часть трансформатора промывается сухим трансформаторным маслом. Для старого электрооборудования со сроком службы более 25 лет следует использовать интенсивную промывку активной части, добавляя в промывочное масло специальные присадки, обладающие повышенной растворяющей способностью. Это позволяет интенсифицировать процесс выделения из изоляции и активной части трансформатора воды, механических примесей, продуктов старения масла и твердых изоляционных материалов, что положительно сказывается на характеристиках изоляции.

Твердая изоляция обмоток трансформатора обладает гигроскопичностью. В период выполнения ремонтных работ на открытой активной части изоляция обмоток впитывает влагу из окружающей среды. Поэтому по окончании ремонта возникает вопрос о необходимости *сушки* изоляции обмоток трансформатора.

Трансформаторы, у которых при ремонте выполнялась полная или частичная замена обмоток, подлежат обязательной сушке. Трансформаторы, прошедшие ремонт без замены обмоток, могут быть включены в работу без сушки изоляции при условиях, что:

- характеристики изоляции не выходят за пределы нормированных значений;
- продолжительность пребывания активной части на открытом воздухе $T_{откр}$ при определенной его влажности не превышает значений, приведенных выше.

Сушка изоляции осуществляется ее нагреванием в вакуумных шкафах, сухим горячим воздухом в специальных камерах, в собственном баке (без масла).

Вакуум ускоряет испарение влаги и облегчает условия ее выделения из изоляции. Предварительно нагретую активную часть трансформатора помещают в вакуумный шкаф. Выдерживая определенный режим температуры и вакуума, проводят сушку изоляции. Этот способ сушки достаточно сложный, требует значительных затрат и применяется, как правило, на заводах-изготовителях трансформаторов и крупных ремонтных предприятиях.

При сушке изоляции сухим нагретым воздухом активную часть трансформатора помещают в теплоизолированную и защищенную изнутри от возгорания камеру. В нижнюю часть камеры с помощью воздуходувки подается нагретый сухой воздух, удаляемый через вытяжное отверстие в верхней части камеры.

Одним из наиболее распространенных в эксплуатации является способ сушки изоляции в собственном баке без масла с применением вакуума, допустимого для конструкции бака. На поверхности бака 1 (рис. 6.6) размещается намагничивающая обмотка 2, подключаемая к источнику переменного напряжения $\sim U$. Между баком и обмоткой прокладывается слой теплоизоляции (асбест или стеклоткань).

При протекании по обмотке переменного тока в стальных конструкциях трансформатора возникает переменный магнитный поток. Токи, индуцируемые этим потоком, нагревают трансформатор. Влага из изоляции обмоток испаряется.

В отверстие в крышке бака трансформатора вставляется вытяжная труба 3, через которую пары влаги вытягиваются в приемник конденсата 5 вакуум-насосом 4. Этот насос создает внутри бака разрежение, допустимое для данной конструкции бака.

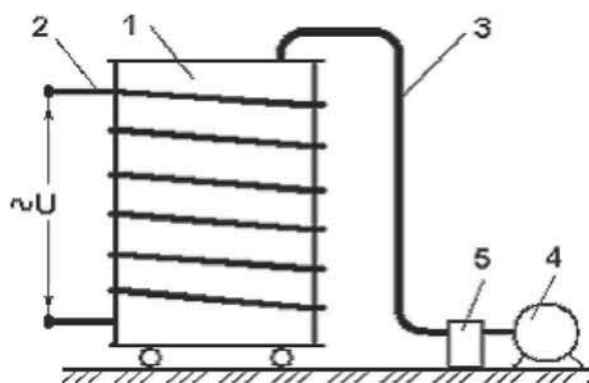


Рис. 6.6. Принципиальная схема сушки изоляции трансформатора

В [3, 5] приводятся аналитические выражения для расчета параметров намагничивающей обмотки.

При всех способах сушки с помощью термодатчиков контролируется температура активной части трансформатора, которая должна быть в пределах 95–105 °С.

В процессе сушки периодически измеряется сопротивление изоляции. При проведении измерений питание намагничивающей обмотки отключается. Сушка заканчивается, если сопротивление изоляции на протяжении 6 часов остается неизменным.

Все работы, выполненные при капитальном ремонте трансформатора, принимаются по акту, к которому прилагается техническая документация по ремонту. Акты со всеми приложениями хранятся в паспорте трансформатора.

6.4.7. Испытания трансформаторов после капитального ремонта

При эксплуатации наиболее полные измерения и испытания трансформатора проводятся после выполнения его капитального ремонта с целью проверки качества ремонта, а также с целью проверки характеристик трансформатора на соответствие требованиям нормативных документов.

Программа испытаний трансформаторов имеет следующее содержание:

1. Определение характеристик изоляции обмоток.
2. Испытания изоляции обмоток повышенным напряжением. пп. 1 и 2 подробнее рассмотрены ниже.
3. Испытания повышенным напряжением изоляции элементов магнитопровода и вторичных цепей защитной и измерительной аппаратуры. Эта изоляция испытывается относительно заземленных частей трансформатора напряжением 1 кВ в течение 1 мин.
4. Измерения сопротивлений обмоток постоянному току. Эти измерения проводятся для выявления дефектов в паяных соединениях обмоток и контактах переключающих устройств.

Измерения производятся на всех ответвлениях РПН. Сопротивления разных фаз на соответствующих ответвлениях должны отличаться между собой не более чем на 2 %.

5. После ремонта, связанного с частичной или полной заменой обмоток выполняется проверка коэффициентов трансформации. Коэффициенты трансформации разных фаз на соответствующих ответвлениях должны отличаться между собой или от данных завода-изготовителя не более чем на 2 %. Для трансформаторов с РПН это отличие не должно превышать значения ступени регулирования.

Измерения проводятся методом двух вольтметров класса точности не ниже 0,5 при подаче напряжения 380/220 В на обмотку более высокого напряжения и разомкнутой обмотке низкого напряжения.

6. После ремонта, связанного с частичной или полной заменой обмоток проверяется группа соединений обмоток.

Измерения проводят с помощью источника постоянного тока (аккумулятора), подключаемого поочередно к выводам *A-B*, *B-C* и *C-A* первичной обмотки. Плюс источника подают на вывод, обозначенный первым. В каждом случае на выводах *a-b*, *b-c* и *c-a* вторичной обмотки контролируется показание магнитоэлектрического вольтметра (вольтметр с нулем посередине шкалы). Плюс вольтметра подключают на вывод, обозначенный первым. По совокупности показаний вольтметра судят о группе обмоток.

7. Измерение тока и потерь холостого хода проводятся у трансформаторов мощностью более 1000 кВА (опыт холостого хода). Эти измерения проводятся с целью выявления витковых замыканий в обмотках, замыканий в элементах магнитопровода и замыканий магнитопровода на бак трансформатора.

Опыт холостого хода проводится, как правило, при напряжении 380/220 В, подаваемом на обмотку низшего напряжения. Остальные обмотки трансформатора разомкнуты. В опыте используются три прибора: вольтметр – для измерения напряжения, амперметр – для измерения тока холостого хода, ваттметр – для измерения потерь активной мощности.

Полученные значения тока и потерь холостого хода нет необходимости приводить к номинальному напряжению. Эти параметры сопоставляются с данными завода-изготовителя или приемо-сдаточных испытаний, проведенных на таком же напряжении.

8. Испытание бака трансформатора на герметичность проводится гидравлическим давлением столба масла высотой $h = 0,6$ м над уровнем заполненного расширителя или созданием избыточного давления 10 кПа в надмасляном пространстве расширителя. Продолжительность испытаний не менее 3 ч. Температура масла должна быть не ниже $+10^{\circ}\text{C}$. При испытаниях не должно быть течи масла.

9. Испытания трансформаторного масла.

10. Испытание трансформатора включением толчком на номинальное напряжение. В процессе 3-5-кратного включения не должны иметь место явления, указывающие на неудовлетворительное состояние трансформатора. Одним из показателей состояния трансформатора служит характер издаваемого им шума. Не должно быть потрескиваний внутри бака; гудение должно быть равномерным без периодических изменений уровня или тона.

11. Испытания трансформатора под нагрузкой в течение 24 ч.

6.4.8. Испытания изоляции повышенным напряжением

При эксплуатации испытания повышенным напряжением промышленной частоты проводят для проверки электрической прочности изоляции трансформаторных обмоток напряжением до 35 кВ. Испытанию повышенным напряжением должны предшествовать тщательный осмотр и оценка состояния изоляции другими методами.

Испытательное напряжение прикладывают к изоляции в течение времени, достаточного, чтобы в месте дефекта изоляции произошел пробой, и недостаточного для пробоя нормальной изоляции. Длительность испытания составляет, как правило, 1 мин. При большем времени может иметь место повреждение изоляции при отсутствии в ней дефектов.

Трансформаторы, предназначенные для эксплуатации в электроустановках, подверженных воздействию атмосферных перенапряжений, испытываются по нормам для нормальной изоляции; трансформаторы, предназначенные для эксплуатации в электроустановках, не подверженных воздействию атмосферных перенапряжений, испытываются по нормам для облегченной изоляции (табл. 6.5).

Испытаниям подвергается каждая обмотка трансформатора. Напряжение прикладывается к испытываемой обмотке, выводы которой замкнуты накоротко; остальные обмотки трансформатора также замыкаются накоротко и заземляются вместе с баком трансформатора. Принципиальная схема испытаний приведена на рис. 6.7.

Т а б л и ц а 6.5

Нормы испытания изоляции повышенным напряжением

$U_{\text{ном обмотки, кВ}}$	до 1	до 1	до 1	до 1	до 1	до 1
$U_{\text{исп}}$ для нормальной изоляции, кВ	4,3	15,3	21,3	29,8	46,8	72,3
$U_{\text{исп}}$ для облегченной изоляции, кВ	2,6	8,5	13,6	10,4	42,5	—

Автоматический выключатель QF предназначен для быстрого отключения установки при пробое или перекрытии изоляции объекта Т. Автотрансформатор АТ предназначен для плавного подъема напряжения. Контроль режима установки осуществляется амперметром А и вольтметром V. Видимый разрыв при обслуживании установки создается рубильником QS.

Испытательный трансформатор TV повышает напряжение до требуемого уровня. Контроль испытательного напряжения осуществляется киловольтметром kV. Разрядник FV (как правило, шаровый) защищает объект от случайного недопустимого повышения испытательного напряжения. Резистор R ограничивает ток при пробое или перекрытии изоляции объекта.

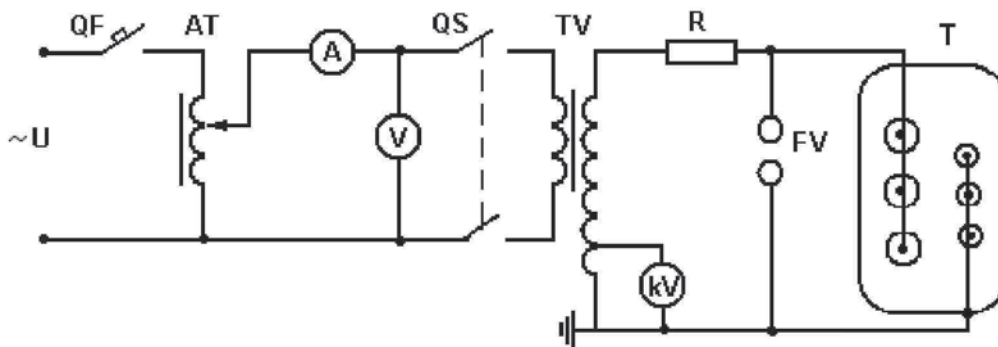


Рис.6.7. Принципиальная схема испытания изоляции повышенным напряжением

Испытательное напряжение должно подниматься плавно со скоростью, допускающей визуальный контроль по измерительным приборам, и по достижении установленного значения поддерживаться неизменным в течение времени испытания. После этого напряжение плавно снижается до значения не более одной трети испытательного и отключается.

Под временем испытания подразумевается время приложения полного испытательного напряжения.

Изоляцию считают выдержавшей испытания, если не произошло ее пробоя, не наблюдалось ощутимых на слух потрескиваний и разрядов, выделения газа и дыма, резких изменений показаний измерительных приборов.

Продольная изоляция обмоток (изоляция между витками, катушками, слоями обмоток) испытывается повышенным напряжением, индуцированным в самом трансформаторе. При этих испытаниях к одной из обмоток трансформатора прикладывается двойное номинальное напряжение повышенной частоты 100-400 Гц. Остальные обмотки трансформатора разомкнуты. Длительность испытания 1 мин. Повышение частоты необходимо для избежания чрезмерного увеличения намагничивающего тока и индукции в трансформаторе при приложении к его обмотке двойного напряжения.

6.5. Эксплуатация оборудования распределительных устройств

6.5.1. Осмотры распределительных устройств

Осмотры распределительных устройств (РУ) проводятся со следующей периодичностью:

- на объектах с постоянным дежурством персонала – не реже 1 раза в сутки и не реже 1 раза в месяц в темное время суток для выявления разрядов и коронирования;
- на объектах без постоянного дежурства персонала – не реже 1 раза в месяц.

Дополнительные осмотры проводятся при неблагоприятной погоде (туман, сильный мокрый снег, гололед). Объекты в зонах интенсивного загрязнения также должны осматриваться дополнительно.

При осмотрах РУ проверяют:

- уровень масла, его температуру и отсутствие течи в маслонаполненном оборудовании;
- состояние контактных соединений ошиновки;
- состояние изоляции (загрязненность, наличие трещин, сколов, следов выпадения росы);
- соответствие указателей положения коммутационных аппаратов их действительному положению;
- состояние открыто проложенных проводников заземляющего устройства;
- действие устройств подогрева оборудования в холодное время года.
- наличие средств пожаротушения, переносных заземлений и других защитных средств, медицинской аптечки первой помощи.

При осмотрах закрытых РУ дополнительно проверяют:

- состояние помещения, отопления, вентиляции, освещения, состояние кровли или междуэтажных перекрытий, наличие и исправность дверей и замков.

В элегазовых РУ дополнительно проверяют влажность и давление элегаза в оборудовании, концентрацию элегаза в помещении закрытых РУ.

Замеченные при осмотрах дефекты и неисправности должны быть устранены при ближайшем ремонте, дефекты аварийного характера должны устраняться в кратчайшие сроки.

Загрязнение поверхности изоляторов оборудования РУ наибольшую опасность представляет при морозящем дожде, тумане или выпадении росы, когда загрязняющий слой становится проводящим. Это может привести к возникновению разрядов на поверхности изоляторов и их перекрытию. Поэтому важно своевременно очищать изоляцию РУ от загрязнений и обрабатывать изоляторы гидрофобными пастами, обладающими водоотталкивающими свойствами.

Все трущиеся части механизмов коммутационных аппаратов и их приводов должны периодически смазываться. Используются смазки, эффективно работающие при низких температурах.

Устройства электроподогрева приводов коммутационных аппаратов, шкафов управления, релейной защиты и автоматики должны работать, как правило, в автоматическом режиме включения и отключения.

При эксплуатации РУ выполняют следующие общие для всего оборудования профилактические измерения и испытания:

1. Измерение сопротивления основной изоляции оборудования (изоляции первичных цепей) мегаомметром на 2500 В; это сопротивление должно быть не меньше значений, приведенных в табл. 6.6.

Таблица 6.6

Нормы сопротивления изоляции

Сопротивление изоляции, МОм, при номинальном напряжении, кВ		
До 10	20...150	220
300	1000	3000

2. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей мегаомметром на 1000 В; это сопротивление должно быть не меньше 1 МОм;

3. Испытание основной изоляции оборудования повышенным напряжением в течение 1 мин. Величины испытательных напряжений приведены в табл. 6.7.

Таблица 6.7

Величины испытательных напряжений

$U_{\text{ном}}$ РУ, кВ	до 1	3	6	10	20	35
$U_{\text{исп}}$ для фарфоровой изоляции, кВ	1	24	32	42	65	95
$U_{\text{исп}}$ для органической изоляции, кВ	1	21,6	28,8	37,7	58,5	85,5

4. Испытание изоляции вторичных цепей проводится напряжением 1 кВ в течение 1 мин.

5. Тепловизионный контроль оборудования РУ.

Ремонт оборудования РУ осуществляется по мере необходимости с учетом результатов осмотров и профилактических испытаний.

6.5.2. Шины распределительных устройств

При осмотре шин распределительных устройств визуально оценивается состояние изоляторов – отсутствие трещин, сколов, степень загрязнения. Непосредственно у шин главное внимание уделяется контактным соединениям, которые выполняются разборными (болтовыми) и неразборными (сварными).

В процессе эксплуатации болтового контактного соединения его переходное сопротивление возрастает вследствие окисления поверхностей соприкосновения и ослабления контактного давления под воздействием окружающей среды, механических нагрузок, токов нагрузки и коротких замыканий. При возрастании переходного сопротивления темпе-

ратура контактного соединения увеличивается, окислительные процессы ускоряются, вызывая еще большее увеличение переходного сопротивления. В конечном итоге происходит выгорание контактного соединения.

Состояние контактного соединения может определяться визуально. Потемнение поверхности, искрение, испарение влаги при дожде и снеге указывают на повышенную температуру контактного соединения.

Более точно состояние контактного соединения определяют путем измерения переходного сопротивления $R_{\text{кк}}$, или температуры контактного соединения $\Theta_{\text{кк}}$. Результаты измерений сравнивают с сопротивлением $R_{\text{ш}}$ целого участка шины, равного длине контактного соединения. Для болтовых контактных соединений шин должно выполняться условие ($R_{\text{кк}} \leq 1,2 R_{\text{ш}}$). Температура $\Theta_{\text{кк}}$ не должна превышать 90°C .

Переходное сопротивление измеряют с помощью микроомметров или двойных мостов. Для температурного контроля контактных соединений применяют термопленки, пирометры, тепловизоры и другие средства измерения. В частности, термопленки, наклеивают на контактные соединения и по цвету пленки определяют его температуру. При температуре до 50°C пленка имеет красный цвет, при 60°C – вишневый, при 80°C – темно-вишневый, при 100°C – черный, выше 110°C – светло-желтый. При температурах $100\text{--}110^\circ \text{C}$ пленка разрушается и ее цвет при охлаждении контакта не восстанавливается.

При неудовлетворительном состоянии разборного контактного соединения ($R_{\text{кк}} > 1,2 R_{\text{ш}}$; $\Theta_{\text{кк}} > 90^\circ \text{C}$) его подвергают ревизии: разбирают, зачищают, сдирая окисную пленку, смазывают нейтральными смазками и вновь собирают. Зачистка контактных поверхностей выполняется напильником, но не наждачной бумагой. Последняя оставляет на контакте частицы абразива, ухудшающие состояние контакта.

Неразборные (сварные) контактные соединения являются более надежными в работе. В сварных контактных соединениях шин не должно быть трещин, прожогов, непроваров шва более 10% его длины. При правильно выполненной сварке эти контактные соединения практически не нуждаются в дальнейшем обслуживании.

6.5.3. Коммутационные аппараты

Осмотры коммутационных аппаратов проводятся при осмотрах РУ; внеочередные осмотры *выключателей* – после отключения тока короткого замыкания. При осмотрах обращают внимание на нагрев и состояние наружных контактных соединений, крепление выключателя и привода, состояние и степень загрязнения изоляции, исправность цепи заземления.

У масляных выключателей контролируются уровень масла, отсутствие его утечек, температура и степень загрязненности масла.

В многообъемных (баковых) масляных выключателях бак заливается маслом не полностью, под крышкой остается воздушная подушка, предназначенная для демпфирования резкого повышения давления газов, выделяющихся в процессе гашения дуги.

При высоком уровне масла демпфирующий эффект уменьшается и бак выключателя может быть разорван высоким давлением газов. При низком уровне масла выходящие в воздушную подушку газы (главным образом, водород) не успевают охладиться в тонком слое масла и способны вызвать взрыв смеси водорода с воздухом (гремучей смеси).

С понижением температуры вязкость масла увеличивается, заметно влияя на временные характеристики выключателя. Поэтому при понижении температуры окружающей среды ниже -25°C должны автоматически включаться устройства электроподогрева масляных выключателей.

Загрязнение и увлажнение масла при эксплуатации вызывает снижение его электрической прочности. У многообъемных выключателей напряжением 110 кВ и выше испытания масла на электрическую прочность проводятся при выполнении выключателями предельно допустимого числа коммутаций токов короткого замыкания или нагрузки; у многообъемных выключателей напряжением до 35 кВ и малообъемных выключателей всех напряжений масло подлежит замене после выполнения выключателями предельно допустимого числа коммутаций. Предельно допустимое число коммутаций указывается предприятиями-изготовителями в инструкциях по эксплуатации.

У воздушных выключателей контролируются утечки и давление сжатого воздуха; у элегазовых выключателей – утечки, давление и влажность элегаза.

Следует отметить, что масляные и воздушные выключатели имеют низкую надежность, небольшой коммутационный ресурс, пожароопасность (у масляных выключателей), высокую трудоемкость ремонта и обслуживания. Поэтому в настоящее время при строительстве новых и реконструкции существующих объектов устанавливаются элегазовые и вакуумные выключатели, обладающие более высокими техническими характеристиками.

Профилактические измерения и испытания силовых выключателей различного конструктивного исполнения регламентируются [1,4]. В частности, в программу испытаний выключателей любой конструкции входят:

1. Измерение сопротивления постоянному току контактной системы выключателя с проверкой соответствия величины этого сопротивления данным предприятия-изготовителя;

2. Проверка срабатывания привода при пониженном напряжении; минимальное напряжение срабатывания электромагнитов управления должно быть не менее $0,65U_{\text{ном}}$ ($0,7U_{\text{ном}}$) при переменном (постоянном) токе;

3. Измерение скоростных характеристик выключателя (времени включения и отключения) с проверкой соответствия этих характеристик данным предприятия-изготовителя;

4. Опробование в циклах О-В и О-В-О выключателей, предназначенных для работы в цикле АПВ.

Основное внимание при осмотрах *разъединителей* обращают на состояние контактов и изоляции. Ослабление контактного давления, окисление и загрязнение контактов приводит к увеличению переходного сопротивления и, как следствие, к повышенному нагреву контактов, и даже их выгоранию. При наличии на контактах следов оплавления и других небольших дефектов контакты зачищают и смазывают тонким слоем технического вазелина. При значительных повреждениях контактов их заменяют новыми.

При включении *разъединителей* не должно быть удара одного контакта о другой – оси контактов должны совпадать. Полюса *разъединителя* должны замыкаться и размыкаться одновременно. Проверка выполняется медленным включением *разъединителя* до момента соприкосновения контактов одного из полюсов. После этого замеряются зазоры между контактами других полюсов, которые не должны превышать 3 мм. Наличие отмеченных недостатков устраняется специальными регулировками при обслуживании *разъединителей*.

Изоляция *разъединителей*, особенно наружной установки, работает в тяжелых условиях. Помимо рабочего напряжения и перенапряжений на нее действуют механические нагрузки, обусловленные работой аппарата, тяжением ошиновки, гололедом. Загрязнение поверхности изоляторов *разъединителей* увеличивает вероятность ее перекрытия особенно в сырую погоду. При обнаружении трещин и сколов на изоляторах, значительном разрушении армирующих поясов аппарат следует вывести в ремонт.

Измерения и испытания *разъединителей* включают в себя следующие виды работ:

1. Измерение сопротивления постоянному току контактной системы *разъединителей*; омические сопротивления контактов для всех классов напряжения не должны превышать значений, приведенных в табл. 6.8.

Таблица 6.8

Нормативы сопротивлений постоянному току

Номинальный ток, А	600	1000	1500–2000
Сопротивление, мкОм	175	120	50
Усилие, Н	~200	~400	~400

2. Измерение усилия вытягивания одного контакта из другого; этим измерением проверяется контактное давление; измерения проводятся при отсутствии на контактах смазки; усилие вытягивания должно соответствовать нормам, указанным в табл. 6.8.

3. Проверка работы многократным включением и отключением при номинальном напряжении на выводах электромагнитов управления и электродвигателей приводов;

4. Проверка работы механических блокировок, которые не должны позволять:

– оперирование главными ножами разъединителя при включенных заземляющих ножах;

– оперирование заземляющими ножами при включенных главных ножах.

5. У короткозамыкателей определяется время включения, у отделителей – время отключения. Эти временные характеристики должны соответствовать нормам завода-изготовителя.

6.5.4. Измерительные трансформаторы

Трансформаторы тока (ТТ). При осмотрах проверяется состояние контактных соединений, состояние изоляции, заземление вторичных обмоток, уровень и отсутствие течи масла у маслонаполненных ТТ.

При понижении уровня масла до 10 % от общего объема доливается сухое масло до требуемого уровня. При большем понижении уровня масла необходима сушка изоляции ТТ.

Сушка изоляции ТТ напряжением до 10 кВ выполняется нагрузочным первичным (или вторичным) током, превышающим приблизительно на 20 % номинальный ток. Схема сушки изоляции ТТ первичным нагрузочным током с использованием сварочного трансформатора *T* показана на рис. 6.8, *a*.

Сушка продолжается 15–18 ч и заканчивается при стабильности в течение 3–4 ч сопротивления изоляции.

Сушку изоляции ТТ напряжением 35–110 кВ проводят в сушильных камерах горячим воздухом при температуре не более 70° С в течение 8–10 ч.

Перед подключением ТТ после сушки или других работ по обслуживанию проверяется полярность обмоток. Во вторичную обмотку включается милливольтметр mV магнитоэлектрической системы (рис. 6.8, б). Первичная обмотка замыкается рубильником QS на источник постоянного тока напряжением 3–12 В. Если при включении рубильника стрелка mV отклоняется вправо (а при отключении - влево), то положительный полюс источника и положительный полюс mV подключены к одноименным выводам (к началам или концам) обмоток.

При эксплуатации ТТ особое внимание уделяют заземлению вторичных обмоток трансформатора и отсутствию обрыва вторичной цепи. Заземление вторичных обмоток необходимо для защиты обслуживающего персонала от первичного напряжения при пробое изоляции между первичной и вторичной обмотками.

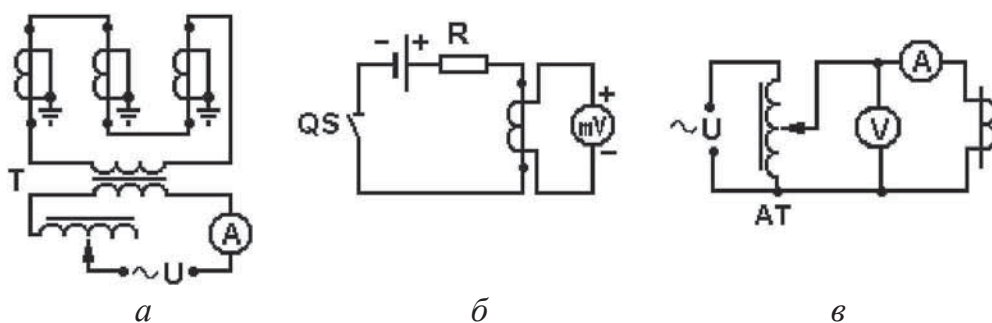


Рис. 6.8. Схемы сушки изоляции (а), определения полярности обмоток (б) и снятия характеристики намагничивания ТТ (в)

Нормальный режим работы ТТ близок к короткому замыканию вторичной обмотки. Разрыв вторичной цепи приводит к перенапряжению на вторичной обмотке и повреждению ее изоляции. Перед заменой во вторичной цепи измерительных приборов или устройств релейной защиты предварительно следует шунтировать (закоротить) вторичную обмотку ТТ.

При эксплуатации ТТ выполняются следующие проверки, измерения и испытания:

– для оценки состояния изоляции обмоток измеряется ее $\text{tg}\delta$, предельные значения которого указаны в табл. 6.9;

Таблица 6.9

Предельные значения $\text{tg}\delta$

Тип изоляции	Значение $\text{tg}\delta$, %, при напряжении ТТ, кВ			
	3–10	20–35	110	220
Бумажно-бакелитовая	12	8	5	–
Бумажно-масляная	–	4,5	3,0	1,5

– для контроля изоляции витков вторичной обмотки ТТ снимается характеристика намагничивания (рис. 6.8, в); в паспорте ТТ, как правило, указываются параметры контрольной точки этой характеристики; при измерениях устанавливается напряжение, соответствующее контрольной точке, и измеряется ток намагничивания; при отсутствии витковых замыканий во вторичной обмотке ток намагничивания отличается от контрольного тока не более чем на 10 %;

– соответствие параметров ТТ паспортным данным проверяется измерением коэффициента трансформации; первичная обмотка ТТ нагружается током не менее 20 % от номинального и измеряются первичный и вторичный токи; коэффициент трансформации определяется как отношение первичного тока к вторичному; отличие измеренного коэффициента трансформации от паспортного должно быть не более 2 %;

– для маслонаполненных ТТ напряжением 110-220 кВ проводится сокращенный анализ масла.

Трансформаторы напряжения (ТН). При осмотрах проверяют уровень масла и отсутствие его течи, состояние фарфоровых изоляторов, исправность армировочных швов, заземление вторичных обмоток, которое необходимо для защиты обслуживающего персонала от первичного напряжения при пробое изоляции между первичной и вторичной обмотками ТН.

При значительном понижении уровня масла проводится сушка изоляции ТН. Схема одного из способов сушки (нагрузочными токами) показана на рис. 6.9.

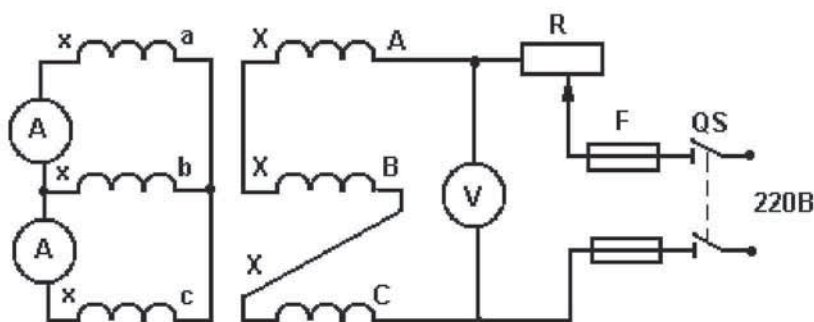


Рис. 6.9. Схема сушки изоляции ТН нагрузочными токами

Удаление влаги из изоляции осуществляется за счет тепла, выделяемого короткозамкнутой вторичной обмоткой. Вторичные токи, контролируемые амперметрами А, определяются мощностью ТН. Температура обмоток при сушке не должна превышать 85° С.

Режим работы ТН близок к режиму холостого хода. Вследствие этого повреждаемость ТН относительно мала. В эксплуатации наиболее

характерными повреждениями являются витковые замыкания во вторичной обмотке. Выявление таких повреждений определяется измерением тока холостого хода. Для этого на вторичную обмотку ТН подается номинальное напряжение и измеряется ток этой обмотки при разомкнутой первичной обмотке. Результаты измерения тока холостого хода сопоставляются с паспортными данными ТН. Отличие результата измерений от паспортных данных более чем на 20 % свидетельствует о наличии витковых замыканий. В этом случае ТН выводится в ремонт.

После выполнения ремонтных работ, связанных с заменой обмоток, проверяется коэффициент трансформации и группа соединения обмоток ТН.

При определении коэффициента трансформации на первичную обмотку ТН подается напряжение 380/220 В, вторичная обмотка разомкнута. Измеряются напряжения на первичной и вторичной обмотках. Коэффициент трансформации равен отношению измеренных напряжений на первичной и вторичной обмотках. Проверка группы соединения обмоток выполняется так же, как у силовых трансформаторов (см. табл. 6.5).

У ТН с дополнительной вторичной обмоткой, соединенной по схеме разомкнутого треугольника, измеряется напряжение на выводах этой обмотки в симметричных режимах работы сети с изолированной нейтралью. Измеренное напряжение не должно превышать 3% номинального. При однофазном замыкании в сети напряжение на дополнительной вторичной обмотке должно быть достаточным для срабатывания релейной защиты.

Состояние масла ТН оценивается по результатам сокращенного анализа.

6.5.5. Конденсаторные установки

Осмотр конденсаторных установок (КУ) без отключения должен проводиться не реже 1 раза в сутки в электроустановках с постоянным дежурством персонала и не реже 1 раза в месяц в установках без постоянного дежурства.

При осмотрах проверяют:

- целостность и степень загрязнения изоляции;
- состояние контактных соединений ошиновки;
- отсутствие течи пропитывающей жидкости из корпусов конденсаторов;
- состояние корпусов конденсаторов (отсутствие вздутия стенок корпусов);
- состояние открыто проложенных проводников заземления.

Регулируемые КУ должны работать, как правило, в автоматическом режиме.

Контроль режима работы КУ выполняется измерением напряжения, тока, неравномерности нагрузки фаз. При повышении напряжения на КУ свыше 110 % от номинального установка должна быть отключена. Токи в фазах должны отличаться не более чем на 5 %.

После отключения КУ на конденсаторах сохраняется электрический заряд. Поэтому перед любым обслуживанием отключенной КУ производится *контрольный разряд* конденсаторов специальной изолирующей штангой с металлическим стержнем, хранящейся в помещении КУ.

Конденсаторы испытываются повышенным напряжением. Величины испытательных напряжений приведены в табл. 6.10.

Таблица 6.10

Величины испытательных напряжений конденсаторов

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	0,38	3,15	6,3	10,5
$U_{\text{исп}}, \text{кВ}$	2,1	15,8	22,3	30,0

Емкости конденсаторов не должны отличаться от паспортных данных более чем на $\pm 10\%$.

6.5.6. Аппараты защиты от перенапряжений

Осмотры вентильных разрядников (РВ) и нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН) проводятся при осмотрах оборудования РУ, а также после каждой грозы, вызвавшей работу релейной защиты на отходящих ВЛ.

При осмотрах РВ и ОПН, имеющих фарфоровые покрышки, особое внимание обращают на герметичность конструкции, так как проникновение влаги внутрь аппарата резко снижает надежность его работы. Признаками нарушения герметичности аппарата являются наличие сколов и трещин на фарфоровой покрышке, повреждения армировочных швов между фланцами и крышкой, а также ослабление уплотнений между фланцами многоэлементных аппаратов. При наличии указанных повреждений аппарат выводится в ремонт.

Аппараты с полимерной покрышкой лучше сохраняют герметичность конструкции, являются более надежными при эксплуатации.

Для предупреждения перекрытий РВ и ОПН необходимо следить за чистотой поверхности фарфоровой или полимерной покрышки, так как загрязнение значительно искажает распределение напряжения по поверхности покрышки и увеличивает вероятность перекрытия даже при номинальном напряжении установки.

Ежегодно перед наступлением грозового сезона должна проводиться проверка состояния защиты оборудования РУ от перенапряжений. У потребителей должны регистрироваться случаи грозовых отключений и повреждений оборудования. На основании полученных данных должна проводиться оценка надежности защиты, а при необходимости разрабатываться мероприятия по повышению ее надежности.

РВ и ОПН всех классов напряжений должны быть постоянно включены. В РУ допускается отключение на зимний период РВ, предназначенных для защиты только от грозовых перенапряжений.

В установках с вакуумными выключателями, как правило, должны быть предусмотрены мероприятия по защите оборудования (высоковольтных двигателей, конденсаторных установок) от коммутационных перенапряжений. Такая защита выполняется ОПН, которые устанавливаются в одной ячейке с выключателем.

Испытания РВ и ОПН включают в себя:

- измерение сопротивления РВ и ОПН;
- измерения токов проводимости РВ и ОПН;
- измерение пробивного напряжения РВ.

Измерение сопротивления аппаратов выполняется мегаомметром и позволяет выявить увлажнение внутренних деталей, обрывы цепи шунтирующих резисторов и другие грубые дефекты.

Измерение тока проводимости позволяет выявить увлажнение внутренних деталей РВ и ОПН, ухудшение характеристик нелинейных резисторов ОПН при нарушении их герметичности. Измерения проводятся с помощью микро- или миллиамперметра при приложении к РВ или ОПН выпрямленного напряжения от испытательной установки.

Измерение пробивного напряжения РВ производится с целью определения состояния искровых промежутков и соответствия защитных характеристик разрядника требуемым нормам.

Значения сопротивлений, токов проводимости и пробивных напряжений некоторых видов разрядников приведены в табл. 6.11.

Таблица 6.11

Нормативы параметров разрядников

Разрядник	Сопротивление, МОм		Ток проводимости, мкА		Пробивное напряжение, кВ	
	не менее	не более	не менее	не более	не менее	не более
РВМ-6	100	250	120	220	14	19
РВМ-10	170	450	200	280	24	32
РВМ-20	1000	10000	500	700	45	59

6.5.7. Заземляющие устройства

Визуальные осмотры видимой части заземляющих устройств (ЗУ) должны проводиться не реже 1 раза в 6 месяцев. При осмотре оценивается состояние открыто проложенных заземляющих проводников, болтовых контактных соединений между заземляющими проводниками и оборудованием.

Осмотры с выборочным вскрытием грунта проводятся в местах ЗУ, наиболее подверженных коррозии, а также у мест заземления нейтралей трансформаторов, присоединений РВ и ОПН. Такие осмотры проводятся не реже 1 раза в 12 лет. Элемент ЗУ бракуется, если коррозией поражено более 50 % его сечения. Результаты осмотров ЗУ с выборочным вскрытием грунта оформляются соответствующими актами.

Для определения технического состояния ЗУ проводятся следующие профилактические измерения:

- сопротивлений болтовых соединений; сопротивление исправного болтового соединения должно быть не более 0,05 Ом;
- напряжения прикосновения в электроустановках, ЗУ которых выполнено по нормам напряжения прикосновения; наибольшие напряжения прикосновения $U_{пр}$ при длительности их воздействия t не должны превышать норм, приведенных в табл. 6.12; промежуточные значения определяются линейной интерполяцией;
- удельного сопротивления грунта в районе ЗУ;
- сопротивления ЗУ.

Таблица 6.12

Предельные нормы воздействия напряжения прикосновения

$U_{пр}, В$	500	400	200	130	100	65
$t, с$	0,1	0,2	0,5	0,7	1	5

Сопротивления ЗУ в электроустановках различного напряжения не должны превышать значений, приведенных в табл. 6.13.

Таблица 6.13

Предельные величины сопротивлений заземляющих устройств

Характеристика электроустановки	$R_{з\text{у}}, Ом$
110 кВ и выше, выполненные по нормам сопротивления	0,5
3–35 кВ с изолированной нейтралью	10
0,4 кВ с глухозаземленной нейтралью с учетом повторных заземлений нулевого провода	4

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

ТРАНСФОРМАТОРЫ СИЛОВЫЕ ТИПА ТМ

Силовые масляные понижающие трехфазные двухобмоточные общего назначения трансформаторы мощностью от 10 до 4000 кВА напряжением до 35 кВ предназначены для нужд народного хозяйства для внутренней и наружной установки.



Структура условного обозначения

ТМ – Х/10 У (ХЛ)1

Т – трансформатор трехфазный,
М – охлаждение масляное с естественной циркуляцией воздуха и масла,
Х – номинальная мощность, кВА,
10 – класс напряжения обмотки ВН, кВА,
У (ХЛ)1 – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69,
Х – уровень потерь холостого хода и короткого замыкания.

Технические характеристики

Силовые трансформаторы ТМ-10–4000 выпускаются с номинальным напряжением первичной обмотки (высокого напряжения) до 35 кВ включительно и вторичной обмотки (низкого напряжения) – 0,4 кВ, по согласованию с заказчиком возможны и другие сочетания напряжения. Схема и группа соединений – У/УН -0; Д/УН –11.

Трансформатор ТМ-10-250 изготавливается также со схемой и группой соединений Y/Zn-0

Трансформаторы выпускаются с различными уровнями потерь холостого хода и короткого замыкания:

- уровень потерь А согласно ТУ У 31.1-00213440-024-2006;
- уровень потерь В согласно ТУ У 3.49-05758084-016-2000.

Напряжение регулируется без возбуждения. Для этого трансформаторы оснащены высоковольтными переключателями, которые присоединяются к обмотке высокого напряжения и позволяют регулировать напряжение ступенями при отключенном от сети трансформаторе со стороны НН и ВН с диапазоном $\pm 2 \times 2.5 \%$.

Согласно ГОСТ 11677, предельное отклонение технических параметров трансформаторов составляют:

- напряжение короткого замыкания $\pm 10 \%$;
- потери короткого замыкания на основном ответвлении $+ 10 \%$;
- потери холостого хода $+ 15 \%$;
- полная масса $+ 10 \%$.

Условия эксплуатации:

Высота над уровнем моря – до 1000 м.

Температура окружающего воздуха:

– для умеренного климата от -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$ (исполнение «У»);

– для холодного климата от -60°C до $+40^{\circ}\text{C}$ (исполнение «ХЛ»).

Относительная влажность воздуха – не более 80 % при $+25^{\circ}\text{C}$.

Трансформаторы не рассчитаны для работы:

– во взрывоопасной и агрессивной среде (содержащей газы, испарения, пыль повышенной концентрации и т. п.);

– при вибрации и тряске;

– при частых включениях со стороны питания до 10 раз в сутки.

Конструкция трансформаторов

Баки – ТМ 10-250 овальной формы, а для мощностей 400-4000 кВА – прямоугольной. Для увеличения поверхности охлаждения в трансформаторах мощностью 100–4000 кВА применяются радиаторы. Трансформаторы с гофрированными баками мощностью от 10 до 2500 кВА. Для подъема бака и трансформатора в сборе используются крюки, расположенные под верхней рамой бака. На крышке бака имеется кран (пробка) для залива масла, внизу бака имеются пробка для спуска масла, кран (пробка) для взятия пробы, болт заземления.

Активная часть состоит из магнитопровода, изготовленного из холоднокатанной электротехнической стали, обмоток и высоковольтного переключателя. Обмотки трансформаторов алюминиевые или медные.

Вводы ВН и НН наружной установки, съемные, изоляторы проходные фарфоровые. При токе ввода 1000 А и выше в верхней части токоведущего стержня крепится специальный контактный зажим с лопаткой, обеспечивающий подсоединение плоской шины. Вводы ВН и НН расположены на крышке.

Маслорасширитель обеспечивает наличие масла при всех режимах работы трансформатора и колебаниях температуры окружающей среды.

Воздухоосушитель для защиты масла от воздействия наружного воздуха заполнен сорбентом, который поглощает поступающую в трансформатор влагу.

Маслоуказатель для контроля уровня масла, закрепленный на торце маслорасширителя, имеет три контрольные метки, соответствующие уровню масла в неработающем трансформаторе при различных температурах:

-45°C , $+15^{\circ}\text{C}$, $+40^{\circ}\text{C}$ – исполнение «У»;

-60°C , $+15^{\circ}\text{C}$, $+40^{\circ}\text{C}$ – исполнение «ХЛ».

Для измерения температуры верхних слоев масла в баке на крышке трансформатора установлен термометр. Термометрические сигнализаторы устанавливаются на трансформаторы мощностью ТМ-1600, 2500.

В трансформаторах мощностью от 160 до 4000 кВА устанавливаются катки, которые служат для продольного и поперечного перемещения трансформаторов.

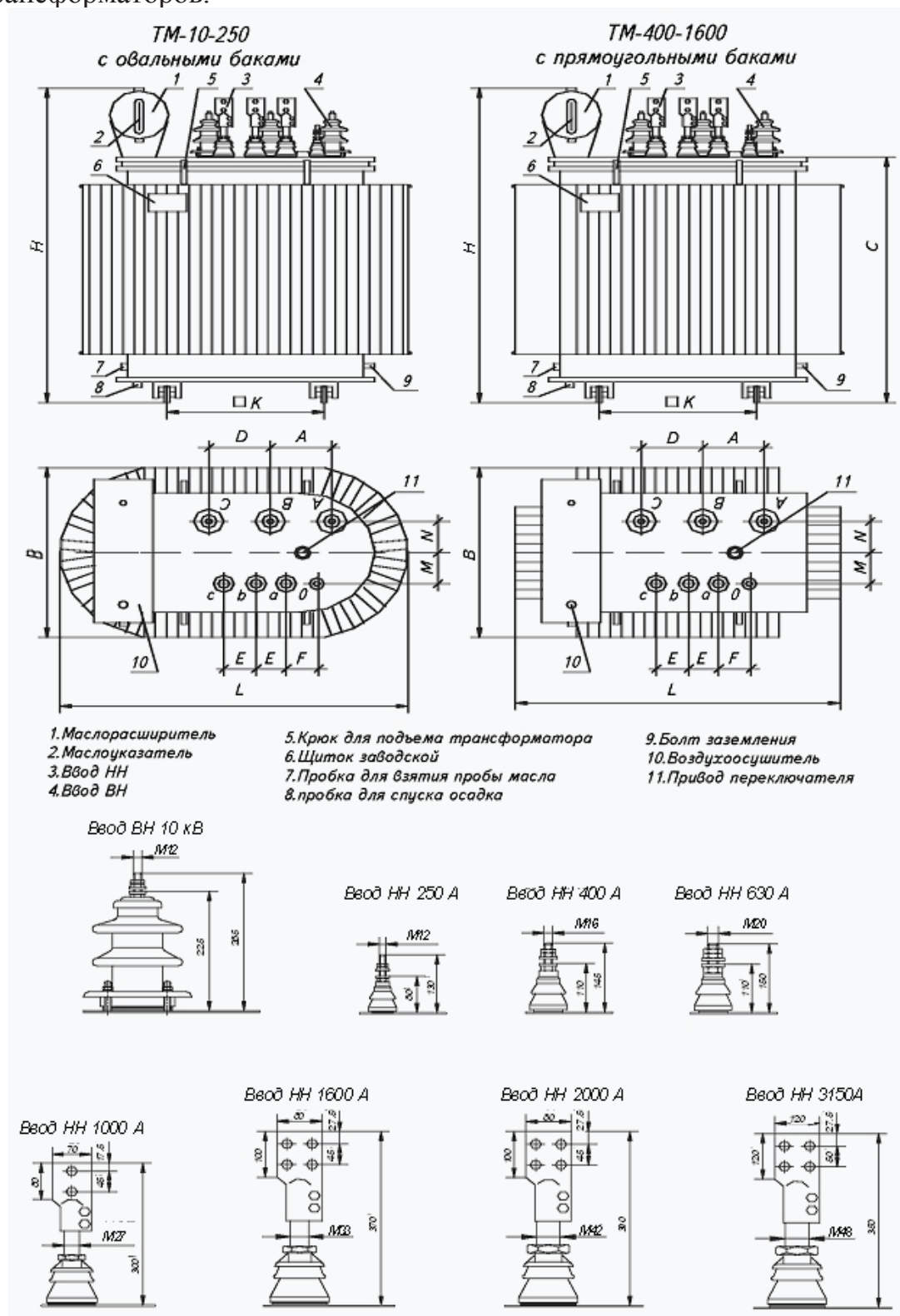


Рис. П1.1. Конструкция трансформатора серии ТМ

Таблица П1.1

Технические характеристики трансформаторов ТМ

Тип бака	Мощность, кВт•А	Уровень потерь	Потери холостого хода, Вт	Потери короткого замыкания, Вт	Напряжение короткого замыкания, %	Размеры, мм											Масса масла, кг	Масса, кг
						L	B	H	D	A	E	F	M	N	K	C		
	10	Б	65	280	4,0	870	310	795	170	170	110	110	77	67	310	500	225	
	16	Б	85	460	4,5	870	310	845	170	170	110	110	77	67	310	550	245	
	25	Б	110	600	4,5	920	390	1150	180	180	90	90	86	70	450	675	287	
	40	Б	150	880	4,5	920	450	1210	180	180	90	90	86	70	450	715	302	
	63	Б	220	1280	4,5	1055	450	1195	180	180	90	90	105	90	550	755	400	
100	A	210	1750	4,5	1100	645	1200	180	180	100	100	100	100	100	550	745	525	
	Б	305	1970	4,5	1100	645	1200	180	180	100	100	100	100	100	550	745	525	
160	A	300	2350	4,5	1165	800	1455	180	180	120	120	115	105	550	875	200	725	
	Б	410	2650	4,5	1165	800	1455	180	180	120	120	115	105	550	875	200	725	
250	A	425	3250	5,0	1320	780	1525	180	180	100	100	120	130	550	1010	255	1015	
	Б	550	3700	5,0	1320	780	1525	180	180	200	200	120	130	550	1010	270	995	
400	A	610	4600	4,5	1335	965	1575	180	285	120	120	140	120	550	1110	270	1260	
	Б	830	5500	4,5	1335	965	1575	180	285	120	120	140	120	550	1110	270	1260	
630	A	800	6750	5,5	1615	1000	1633	200	200	120	120	130	130	820	1165	426	1780	
	Б	1050	7600	5,5	1605	1000	1660	200	200	120	120	130	130	820	1165	460	1830	
1000	A	1100	10500	5,5	1870	1080	1945	185	185	135	135	140	120	820	1410	715	2750	
	Б	1550	10800	5,5	1795	1105	1945	200	200	135	135	140	120	820	1410	680	2750	
1250	Б	1600	14700	5,5	1975	1042	2195	230	230	180	180	125	180	820	1690	915	3300	
	A	1700	17000	6,0	2090	1250	2320	410	200	180	180	150	130	1070	1650	960	4580	
		Б	2050	16000	6,0	2090	1250	2320	410	200	180	150	130	1070	1650	960	4580	

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ТРАНСФОРМАТОРЫ СИЛОВЫЕ ТИПА ТМГ (ТРЕХФАЗНЫЕ МАСЛЯНЫЕ ГЕРМЕТИЧНЫЕ) С ГОФРИРОВАННЫМ БАКОМ

Трансформаторы силовые общего назначения типа ТМГ (трехфазные масляные герметичные) мощностью от 10 до 1600 кВА напряжением до 35 кВ предназначены для внутренней и наружной установки на объектах энергетики и народного хозяйства. Главным достоинством ТМГ перед трансформаторами других типов является герметичность бака. Благодаря этому отсутствует контакт масла с окружающей средой, что исключает необходимость проведения профилактических работ в течение всего срока эксплуатации.



Структура условного обозначения

ТМГ – 630/10 У1 10/0,4 Д/Ун-11:

Т – трехфазный,

М – масляное охлаждение с естественной циркуляцией воздуха и масла,

Г – герметичный гофрированный бак,

630 – номинальная мощность, кВА,

10 – класс напряжения обмотки ВН, кВ,

У1 – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69,

10 – напряжение обмотки высокого напряжения, кВ,

0,4 – напряжение обмотки низкого напряжения, кВ,

Д – схема соединения обмотки высокого напряжения (треугольник),

У – схема соединения обмотки низкого напряжения (звезда),

н – наличие изолированной нейтрали,

11 – группа соединения обмоток

Технические характеристики

Силовые трансформаторы ТМГ-10-1600 выпускаются с номинальным напряжением первичной обмотки (высокого напряжения) до 35 кВ включительно и вторичной обмотки (низкого напряжения) – 0,4 кВ. Схема и группа соединений – У/УН-0; Д/УН-11.

Трансформатор ТМГ-10-250 изготавливается также со схемой и группой соединений Y/Zn-0

Трансформаторы выпускаются с различными уровнями потерь холостого хода и короткого замыкания:

- уровень потерь А согласно ТУ У 31.1-00213440-024-2006;
- уровень потерь В согласно ТУ У 3.49-05758084-016-2000.

Напряжение регулируется без возбуждения. Для этого трансформаторы оснащены высоковольтными переключателями, которые присоединяются к обмотке высокого напряжения и позволяют регулировать напряжение ступенями при отключенном от сети трансформаторе со стороны НН и ВН с диапазоном $\pm 2 \times 2,5 \%$.

Согласно ГОСТ 11677, предельное отклонение технических параметров трансформаторов составляют:

- напряжение короткого замыкания $\pm 10 \%$;
- потери короткого замыкания на основном ответвлении $+ 10 \%$;
- потери холостого хода $+ 15 \%$;
- полная масса $+ 10 \%$.

Условия эксплуатации

Высота над уровнем моря – до 1000 м.

Температура окружающего воздуха:

- для умеренного климата от -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$ (исполнение «У»);
- для холодного климата от -60°C до $+40^{\circ}\text{C}$ (исполнение «ХЛ»).

Относительная влажность воздуха – не более 80 % при $+25^{\circ}\text{C}$.

Трансформаторы не рассчитаны для работы:

- во взрывоопасной и агрессивной среде (содержащей газы, испарения, пыль повышенной концентрации и т.п.);
- при вибрации и тряске;
- при частых включениях со стороны питания до 10 раз в сутки.

Конструкция трансформаторов

Баки трансформаторов ТМГ-10-250 овальной формы, а ТМГ-400-1600 прямоугольной формы изготовлены с гофрированными стенками без маслорасширителя. Для подъема бака и трансформатора в сборе

используются крюки, расположенные под верхней рамой бака. На крышке бака имеется кран (пробка) для залива масла, внизу бака имеются пробка для спуска масла, кран (пробка) для взятия пробы, болт заземления.

Активная часть состоит из магнитопровода, изготовленного из холоднокатанной электротехнической стали, обмоток и высоковольтного переключателя. Обмотки трансформаторов алюминиевые или медные.

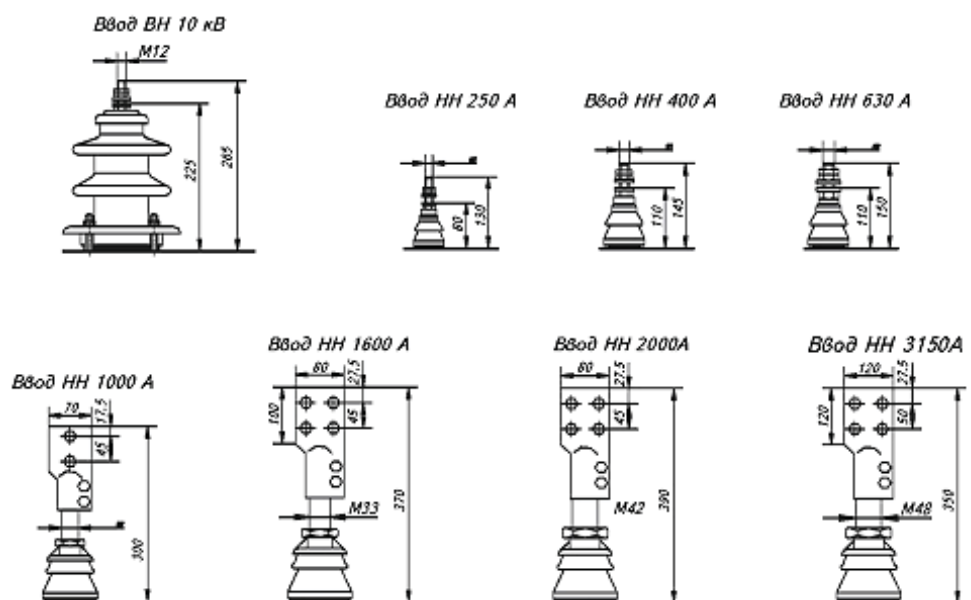
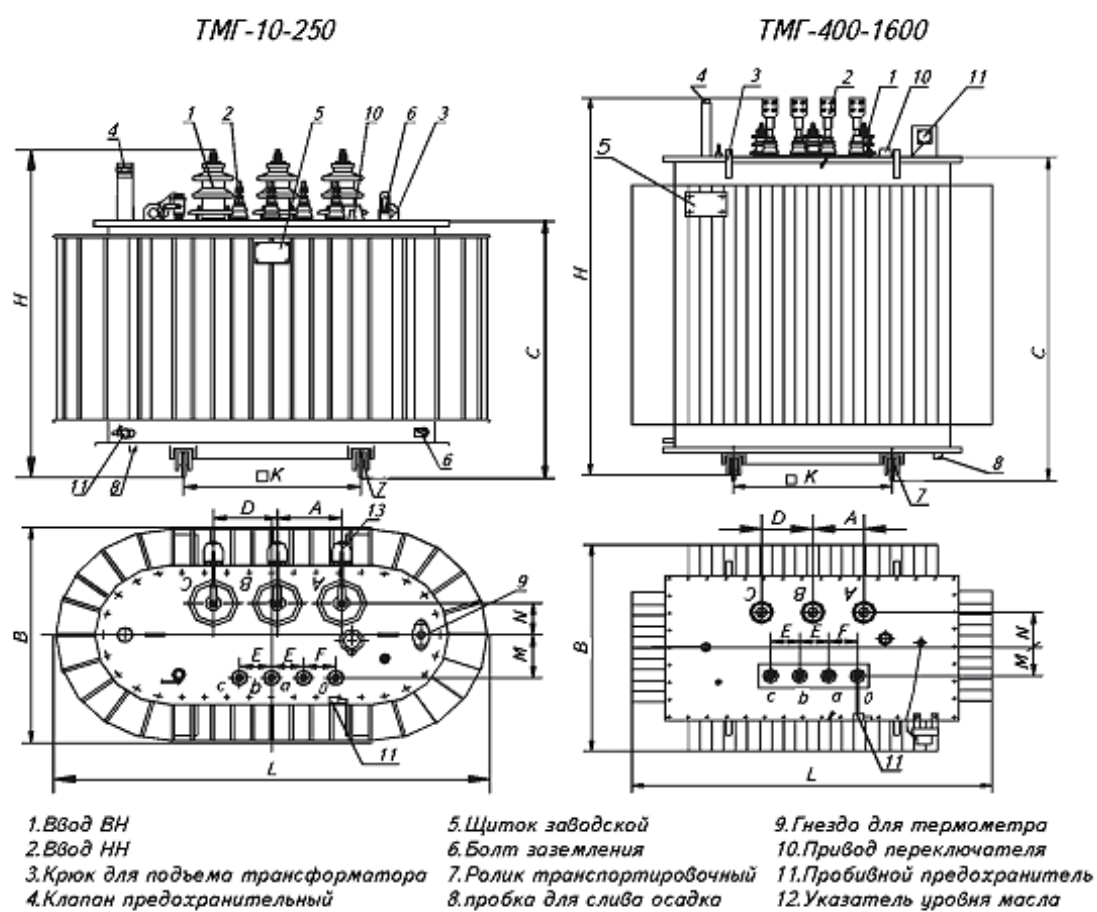
Вводы ВН и НН наружной установки, съемные, изоляторы проходные фарфоровые. При токе ввода 1000 А и выше в верхней части токоведущего стержня крепится специальный контактный зажим с лопаткой, обеспечивающий подсоединение плоской шины. Вводы ВН и НН расположены на крышке.

Для контроля уровня масла на крышке бака установлен поплавковый маслоуказатель. Для измерения температуры верхних слоев масла в баке на крышке трансформатора установлен термометр.

Объемное расширение масла, зависящее от температуры трансформатора, компенсируется изменением давления внутри бака за счет изменения конфигурации и объема гофростенок.

В герметичных трансформаторах типа ТМГ масло не соприкасается с воздухом и не окисляется. Они не требуют дополнительных расходов при вводе в эксплуатацию и не нуждаются в профилактических ремонтах, ревизиях в течении всего срока службы и отпадает необходимость в анализе и регенерации масла.

В трансформаторах мощностью от 160 до 1600 кВА устанавливаются катки, которые служат для продольного и поперечного перемещения трансформаторов.



Т а б л и ц а П2.1

Технические характеристики трансформаторов серии ТМГ

Масса, кг	150	165	275	302	385	510	715	715	1005	985	1250	1250	1772	1820	2710	2710	3233	4565	4565
Масса масла, кг	38	38	77	84	87	115	195	195	243	255	260	260	417	450	705	660	985	910	910
Размеры, мм	L	660	660	792	792	880	940	1140	1140	1320	1320	1335	1335	1605	1605	1795	1795	1785	1965
	B	300	300	420	420	545	645	800	800	780	780	950	950	1000	1000	1105	1105	1042	1250
	H	780	830	980	1040	1020	1020	1280	1280	1305	1305	1405	1405	1485	1485	1820	1820	2010	1985
	D	170	170	180	180	180	180	180	180	200	200	180	180	200	200	185	200	230	410
	A	170	170	180	180	180	180	180	180	200	200	285	285	200	200	185	200	230	200
	E	110	110	90	90	90	90	100	100	100	100	120	120	120	120	135	135	180	180
	F	110	110	90	90	90	90	100	100	100	100	120	120	120	120	135	135	180	180
	M	77	77	86	86	105	100	115	115	120	120	140	140	130	130	150	125	140	140
	N	67	67	70	70	90	110	105	105	130	130	120	120	130	170	180	180	130	130
	K	310	310	450	450	550	550	550	550	550	550	550	550	820	820	820	820	1070	1070
	C	500	550	675	715	755	755	875	875	1025	1025	1100	1100	1165	1165	1400	1630	1650	1650
Напряжение короткого замыкания, %	4,0	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	5,0	5,0	4,5	4,5	5,5	5,5	5,5	5,5	6,0	6,0	6,0
Потери короткого замыкания, Вт	280	460	600	880	1280	1970	2350	2650	3250	3700	4600	5500	6750	7600	10500	10800	14700	17000	16000
Потери холостого хода, Вт	65	85	110	150	220	305	300	410	425	550	610	830	800	1050	1100	1550	1600	1700	2050
Уровень потерь	Б	Б	Б	Б	Б	Б	Б	А	Б	Б	А	Б	А	Б	А	Б	Б	А	Б
Мощность, кВ•А	10	16	25	40	63	100	160	250	400	630	1000	1250	1600						
Тип бака	Овальный с гофрами									Прямоугольный с гофрами									

Т а б л и ц а П2.2

Технические характеристики трансформаторов

Тип трансформатора	Номинальное напряжение обмотки ВН кВ	Условное обозначение схемы и группы соединения обмоток	Ток х. х., %	Потери, Вт		Напряжение к. з., %	L, мм	B, мм	H, мм	K, мм	M, мм	A, мм	Б, мм	Масса, кг	
				х. х.	к. з.									масла	полная
ТМГ-25	15	Y/YH-0 Y/ZH-11	2,8	115	660 750	4,5 4,7	1050	430	1190	450	450	280	120	110	390
ТМГ-40		Y/YH-0 Y/ZH-11	2,6	165	880 970	4,5 4,7	1270	820	1220	450	450	280	120	150	530
ТМГ-63		Y/YH-0 Y/ZH-11	2,3	220	1410 1600	4,5 4,7	1270	820	1280	550	550	280	120	165	620
ТМГ-100		Y/YH-0 Y/ZH-11	2,1	270	2170 2490	4,5 4,7	1160	785	1400	550	550	280	100	225	805
ТМГ-160		Y/YH-0 Y/ZH-11	1,9	410	2860 3190	4,5 4,7	1370	830	1415	550	550	280	100	245	1010
ТМГ-250		Y/YH-0 Д/YH-11	1,9	580	4050 4620	4,5	1495	860	1545	550	550	280	120	290	1315
ТМГ-400		Y/YH-0 Д/YH-11	1,9	830	6050	6,0	1550	940	1585	660	660	280	120	350	1400
ТМГ-630		Y/YH-0 Д/YH-11	1,8	1000	8800	6,0	1630	1000	1765	820	820	280	120	445	1955
ТМГ-1000		Y/YH-0 Д/YH-11	1,2	1500	12000	6,0	1765	1000	1940	820	820	280	180	790	3165
ТМГ-1250		Y/YH-0 Д/YH-11	1,2	1600	15500	6,0	1850	1010	1945	820	820	280	180	790	3000
ТМГ-1600		Y/YH-0 Д/YH-11	1,1	2100	17500	6,0	1920	1010	2050	820	820	280	180	950	4100

Т а б л и ц а П2.3

*Технические характеристики трансформаторов серии ТМГ
от 100 до 1600 кВА на напряжение 35 кВ с гофрированными баками*

Мощность, кВА	Потери х. х., Вт	Потери к.з., Вт	Напряжение к.з., %	Размеры, мм.											Масса, масла, кг	Масса, кг
				L	B	H	D	A	E	F	M	N	K	C		
100	540	1950	5,5	1615	925	1655	450	450	90	90	175	170	800	1100	600	1540
160	600	2800	6,0	1360	880	1575	450	450	120	120	170	160	800	1120	360	1555
250	680	3900	6,5	1915	1105	1740	450	450	120	120	160	170	820	1240	650	1720
400	950	6100	6,5	1815	1045	1830	450	450	120	120	200	195	820	1325	750	2325
630	1200	9000	6,5	1780	1010	1920	490	490	120	120	200	195	820	1435	800	2520
1000	1650	12200	7,0	2030	1100	2100	440	440	180	180	180	200	820	1585	915	3155
1250	1940	15800	7,0	1985	1250	2185	440	440	180	180	200	200	1070	1700	1000	4450
1600	2400	17000	7,2	2140	1280	2310	465	465	200	200	230	230	1070	1825	1150	4900

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

ТРАНСФОРМАТОРЫ ТИПА ТМГСО (ТРЕХФАЗНЫЕ МАСЛЯНЫЕ ГЕРМЕТИЧНЫЕ С СИММЕТРИРУЮЩЕЙ ОБМОТКОЙ) С ГОФРИРОВАННЫМ БАКОМ

Силовые масляные понижающие трехфазные трехобмоточные общего назначения трансформаторы мощностью от 10 до 250 кВА напряжением до 10 кВ внутренней и наружной установки предназначены для нужд народного хозяйства.

Структура условного обозначения

ТМГСО-Х/10 У (ХЛ)1

Т – трансформатор трехфазный;

М – охлаждение масляное с естественной циркуляцией воздуха и масла;

Г – герметичный;

СО – с симметрирующей обмоткой;

Х – номинальная мощность, кВА;

10 – класс напряжения обмотки ВН, кВ;

У (ХЛ)1 – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150.

Технические характеристики

Силовые трансформаторы типа ТМГСО выпускаются с номинальным напряжением первичной обмотки 6 или 10 кВ, вторичной обмотки (низкого напряжения) – 0,4 кВ и симметрирующей обмоткой напряжением 220 В. Схема и группа соединений – У/УН – 0.

По требованию заказчика выводы на напряжение 220 В дополнительной мощности 10 кВА от симметрирующей обмотки, соединенной в Д, могут быть выведены на крышку трансформатора.

Силовые трансформаторы типа ТМГСО предназначены для поддержания симметричности фазных напряжений в сети в энергосистемах с неравномерной пофазной нагрузкой.

Напряжение регулируется без возбуждения. Для этого трансформаторы оснащены высоковольтными переключателями, которые присоединяются к обмотке высокого напряжения и позволяют регулировать напряжение ступенями при отключенном от сети трансформаторе с диапазоном $\pm 2 \times 2,5 \%$.

Согласно ГОСТ 11677, предельное отклонение технических параметров трансформаторов составляют:

- напряжение короткого замыкания $\pm 10 \%$;
- потери короткого замыкания на основном ответвлении $+ 10 \%$;
- потери холостого хода $+ 15 \%$;
- полная масса $+10 \%$.

Условия эксплуатации

Высота над уровнем моря – до 1000 м.

Температура окружающего воздуха:

- для умеренного климата от -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$ (исполнение «У»);
- для холодного климата от -60°C до $+40^{\circ}\text{C}$ (исполнение «ХЛ»).

Относительная влажность воздуха – не более 80 % при $+25^{\circ}\text{C}$.

Трансформаторы не рассчитаны для работы:

- во взрывоопасной и агрессивной среде (содержащей газы, испарения, пыль повышенной концентрации и т. п.);
- при вибрации и тряске;
- при частых включениях со стороны питания до 10 раз в сутки.

Конструкция трансформаторов

Баки трансформаторов овальной или прямоугольной формы. Для увеличения поверхности охлаждения применяются гофрированные (волнистые) стенки. Для подъема бака и трансформатора в сборе используются крюки, расположенные под верхней рамой бака. На крышке бака имеется кран (пробка) для заливки масла, внизу бака имеются пробка для спуска масла, кран (пробка) для взятия пробы, болт заземления.

Активная часть состоит из магнитопровода, изготовленного из холоднокатаной электротехнической стали, обмоток и высоковольтного переключателя. Подъем ее производится за ушки, находящиеся в верхней части остова. Обмотки трансформаторов алюминиевые.

Вводы ВН и НН наружной установки, съемные, изоляторы проходные фарфоровые. Вводы ВН и НН расположены на крышке.

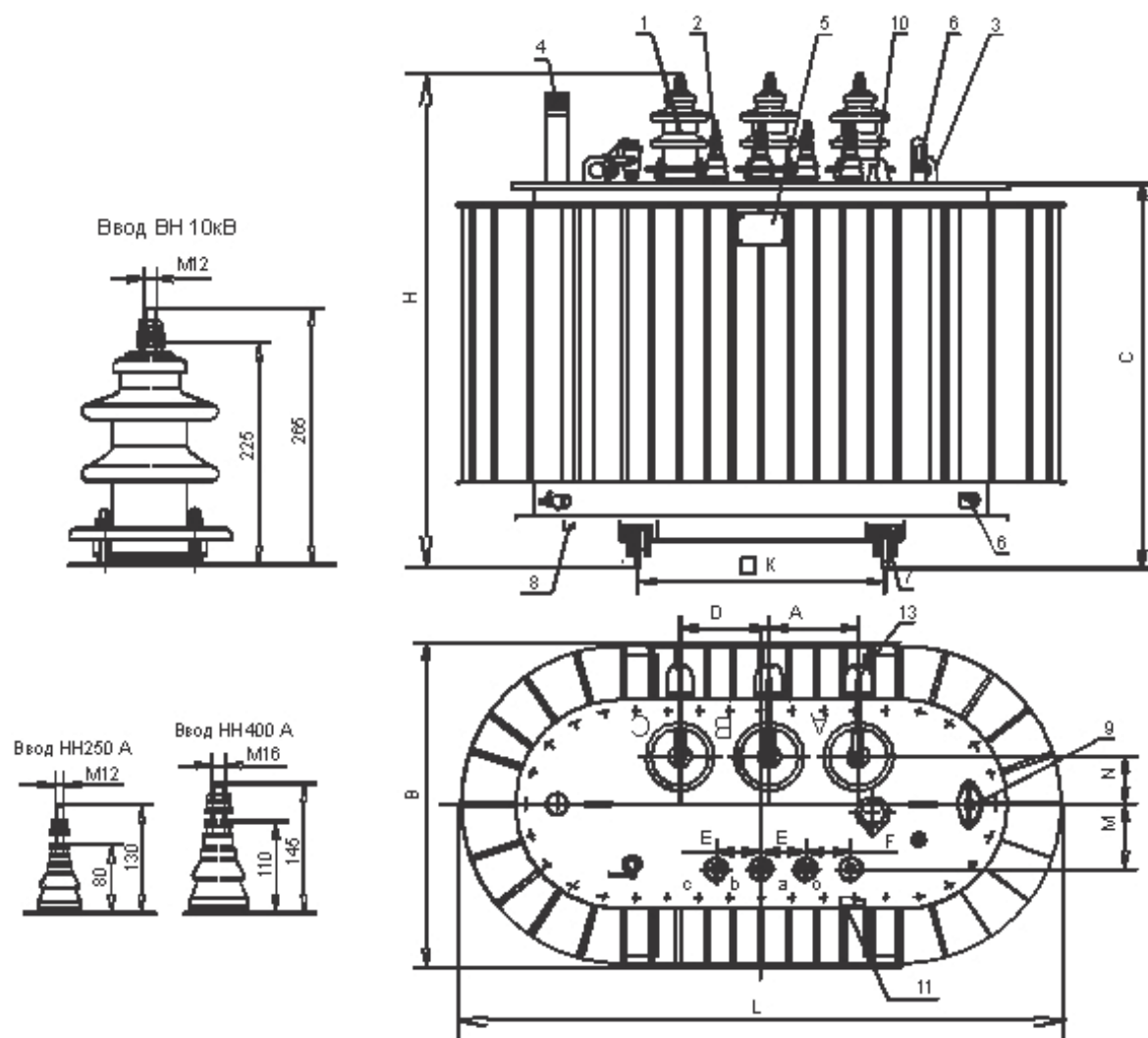
Трансформатор оснащен маслоуказателем. Для измерения температуры верхних слоев масла в баке на крышке трансформатора установлен термометр. Температурные колебания объема масла компенсируются за счет пластичной деформации гофрированных стенок бака.

Катки служат для продольного и поперечного перемещения трансформаторов.

Таблица ПЗ.1

Технические характеристики трансформаторов серии ТМГСО

Мощность кВА	Уровень потерь	Потери холостого хода, Вт	Потери короткого замыкания, Вт	Напряжение короткого замыкания, %	Размеры, мм.												Масса масла, кг	Масса, кг
					L	B	H	D	A	E	F	M	N	K	C			
10	Б	65	310	4,0	720	330	860	170	170	110	110	77	67	310	550	42	165	
16	Б	85	510	4,5	720	330	920	170	170	110	110	77	67	310	600	46	180	
25	Б	110	660	4,5	880	430	1050	180	180	90	90	86	70	450	750	85	305	
40	Б	150	970	4,5	880	500	1080	180	180	90	90	86	70	450	800	93	335	
63	Б	220	1410	4,5	970	600	1130	180	180	90	90	105	90	550	830	96	425	
100	Б	305	2180	4,5	1030	700	1180	180	180	100	100	100	110	550	850	126	565	
160	А	300	2620	4,5	1250	880	1400	180	180	120	120	115	105	550	980	215	795	
	Б	410	2930	4,5	1250	880	1400	180	180	120	120	115	105	550	980	215	795	
250	А	425	3650	5,0	1450	850	1450	180	180	100	100	120	110	550	1125	268	1110	
	Б	550	4100	5,0	1450	850	1450	180	180	100	100	120	130	550	1125	268	1110	



- | | |
|------------------------------------|------------------------------|
| 1. Ввод ВН | 7. Ролик транспортировочный |
| 2. ввод НН | 8. пробка для слива осадка |
| 3. Крюк для подъема трансформатора | 9. Гнездо для термометра |
| 4. Клапан предохранительный | 10. Привод переключателя |
| 5. Щиток заводской | 11. пробивной предохранитель |
| 6. Болт заземления | 12. Указатель уровня масла |

Рис. ПЗ.1. Трансформаторы герметичные силовые типа ТМГСО мощностью от 10 до 250 кВА на напряжение до 10 кВ с гофрированными баками

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

ТРАНСФОРМАТОРЫ ТИПА ТМЗ (ТРЕХФАЗНЫЕ МАСЛЯНЫЕ С ЗАЩИТОЙ МАСЛА)

Силовые масляные понижающие трехфазные двухобмоточные герметичные с защитой масла трансформаторы мощностью от 630 до 2500 кВА напряжением до 10 кВ предназначены для трансформаторных подстанций внутренней и наружной установки.



Структура условного обозначения

ТМ – Х/10 У (ХЛ)1

Т – трансформатор трехфазный,

М – охлаждение масляное с естественной циркуляцией воздуха и масла,

З – с защитой при помощи азотной подушки,

Х – номинальная мощность, кВА,

10 – класс напряжения обмотки ВН, кВА,

У (ХЛ)1 – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69,

Х – уровень потерь холостого хода и короткого замыкания.

Технические характеристики

Силовые трансформаторы ТМЗ выпускаются с номинальным напряжением первичной обмотки (высокого напряжения) до 10 кВ включительно и вторичной обмотки (низкого напряжения) – 0,4; 0,69 кВ.

Для регулирования напряжения трансформаторы оснащены высоковольтным переключателем, позволяющим регулировать напряжение ступенями по 2,5 % на величину $\pm 2 \times 2,5 \%$ от номинального значения при отключенном от сети трансформаторе со стороны НН и ВН.

Трансформаторы выпускаются с различными уровнями потерь холостого хода и короткого замыкания:

- уровень потерь А согласно ТУ У 31.1-00213440-024-2006;
- уровень потерь В согласно ТУ У 3.49-05758084-016-2000.

Переключатель присоединен к обмотке высокого напряжения.

Согласно ГОСТ 16555, предельное отклонение технических параметров трансформаторов составляют:

- напряжение короткого замыкания $\pm 10 \%$;
- потери короткого замыкания на основном ответвлении $+ 10 \%$;
- потери холостого хода $+ 15 \%$;
- полная масса $+ 10 \%$.

Условия эксплуатации

Высота над уровнем моря – до 1000 м.

Температура окружающего воздуха:

- для умеренного климата от -45°C до $+40^{\circ}\text{C}$ (исполнение «У»);
- для холодного климата от -60°C до $+40^{\circ}\text{C}$ (исполнение «ХЛ»).

Относительная влажность воздуха – не более 80 % при $+25^{\circ}\text{C}$.

Трансформаторы не рассчитаны для работы:

- во взрывоопасной и агрессивной среде (содержащей газы, испарения, пыль повышенной концентрации и т. п.);
- при вибрации и тряске;
- при частых включениях со стороны питания до 10 раз в сутки.

Конструкция трансформаторов

Баки трансформаторов сварные, прямоугольной формы. Для увеличения поверхности охлаждения применяются радиаторы.

Подъем бака и трансформатора в сборе осуществляется за крюки, расположенные под верхней рамой бака. В нижней части стенки бака имеются пробка для спуска масла, кран (пробка) для взятия пробы, болт заземления.

Активная часть состоит из магнитопровода, изготовленного из холоднокатанной электротехнической стали, обмоток и высоковольтного переключателя. Подъем ее производится за ушки, находящиеся в верхней части остова. Обмотки трансформаторов алюминиевые.

Вводы ВН и НН наружной установки, съемные, изоляторы проходные фарфоровые. При токе ввода 1000 А и выше в верхней части токоведущего стержня крепится специальный контактный зажим с лопаткой, обеспечивающий подсоединение плоской шины. Вводы расположены на узких стенках бака.

На стенке маслоазоторасширителя устанавливается маслоуказатель для контроля уровня масла. На маслоуказателе нанесены три контроль-

ные метки, соответствующие уровню масла в неработающем трансформаторе при различных температурах:

–45 °С, +15 °С, +40 °С – исполнение «У»;

–60 °С, +15 °С, +40 °С – исполнение «ХЛ», а также контрольная черта, соответствующая уровню масла при температуре герметизации.

Азотная подушка обеспечивает защиту масла от окисления и компенсирует температурные колебания объема масла.

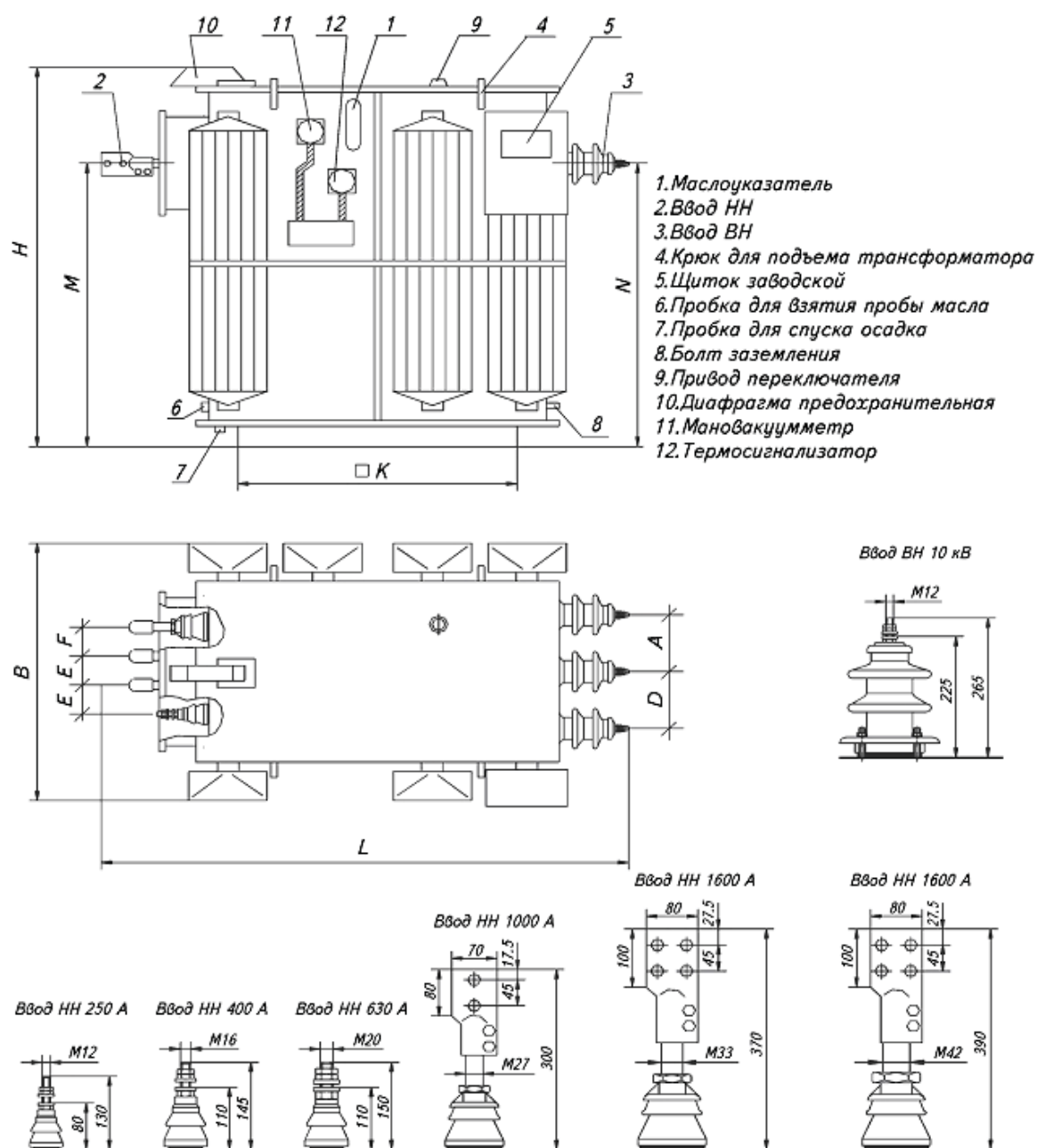


Рис. П4.1. Трансформаторы герметичные силовые масляные серии ТМЗ мощностью от 630 до 2500 кВ·А

Т а б л и ц а 4П4.1

Технические характеристики трансформаторов серии ТМЗ

Мощность, кВ•А	Уровень потерь	Потери холостого хода, Вт	Потери короткого замыкания, Вт	Напряжение короткого замыкания, %	Размеры, мм										Масса масла, кг	Масса, кг
					L	B	H	D	A	E	F	M	N	K		
630	А	800	6750	5,5	1820	1180	1465	170	170	120	120	1080	1080	860	435	2150
	Б	1150	7600	5,5	1820	1180	1465	170	170	120	120	1080	1080	860	435	2150
1000	А	1100	10500	5,5	1955	1185	1580	170	170	130	120	1286	1286	860	660	2725
	Б	1650	10800	5,5	1955	1185	1580	170	170	130	120	1286	1286	860	660	2725
1600	А	1700	17000	6,0	2160	1255	1985	170	170	130	130	1530	1530	1116	975	4150
	Б	2050	16500	6,0	2160	1255	1985	170	170	130	130	1530	1530	1116	975	4150
2500	А	2500	26500	6,0	2290	1420	2305	170	170	130	130	1930	1805	1124	1680	6450
	Б	3750	28000	6,0	2290	1420	2305	170	170	130	130	1930	1805	1124	1680	6450

Для измерения температуры верхних слоев масла в баке устанавливаются термометрические сигнализаторы.

Для контроля внутреннего давления и сигнализации о предельно допустимых величинах давления устанавливаются мановакуумметры.

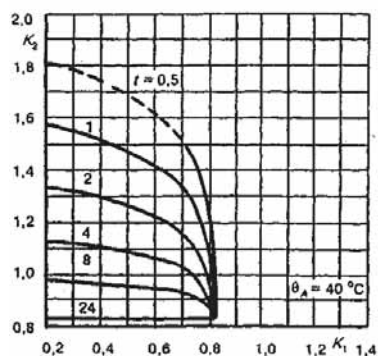
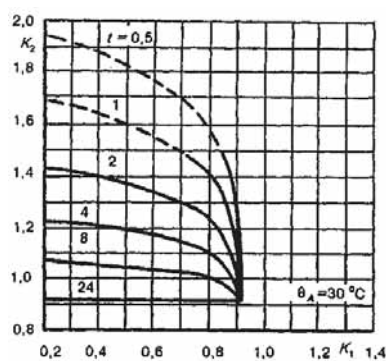
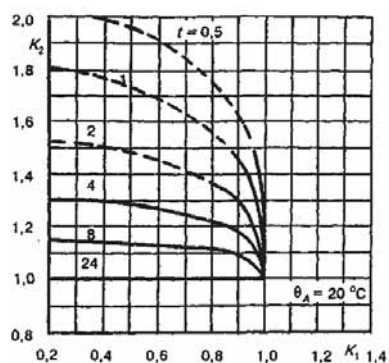
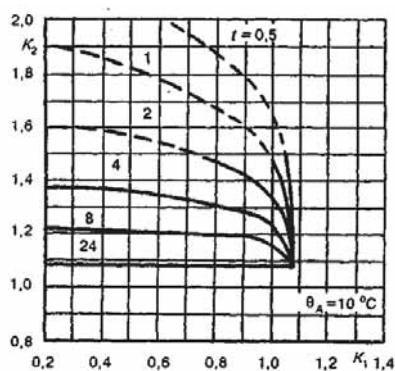
Для защиты устанавливается предохранительная диафрагма или реле давления, которые срабатывают при достижении в баке давления 0,75 атм и газы выходят наружу.

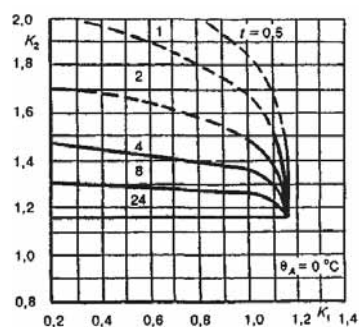
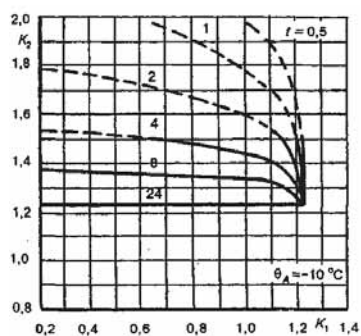
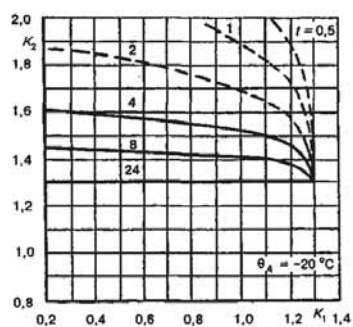
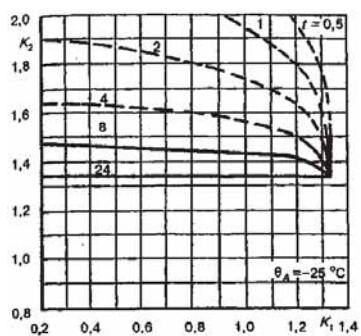
ПРИЛОЖЕНИЕ 5

ПЕРЕГРУЗОЧНАЯ СПОСОБНОСТЬ СИЛОВЫХ МАСЛЯНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ МОЩНОСТЬЮ 25–2500 кВ·А

При соблюдении условий эксплуатации трансформаторов согласно требованиям ГОСТ 11677 и технических условий ТУ УЗ 49-05758084-016-2000 могут кратковременно работать при перегрузке без уменьшения срока службы. Перегрузка ограничивается только перегревом верхних слоев масла. Максимальная избыточная температура 65 °С для класса изоляции А достигается, только если окружающая температура составляет +40 °С и трансформатор работает длительное время при номинальной нагрузке. Если окружающая температура ниже +40 °С и (или) предыдущая нагрузка меньше 100 % от номинальной), температуры обмоток будут ниже допустимого максимума. Эта температурная разница может быть использована для кратковременной перегрузки. Длительность возможной перегрузки показана на следующих графиках, как функция предыдущей нагрузки и величины перегрузки согласно требований ГОСТ 14209 (ДСТУ 3463).

Допустимые режимы нагрузки трансформаторов мощностью от 25 до 2500 кВ·А при различных температурах окружающей среды (ГОСТ 14209-97, МЭК 354-91).





Т а б л и ц а П5.1

Акустические характеристики силвых масляных трансформаторов

Мощность, КВ·А	Норма по ГОСТ 12.2.024 L_{PA} -дБА	Измерение уровня звука на 0,3 м дБА	Корректированный уро- вень звуковой мощности, дБА
100	59	47	55
160	62	48	57
250	65	50	59
400	68	55	65
630	70	55	65
1000	73	55	67
1250	75	55	67
1600	75	57	69
2500	76	57	72

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава 1. СИЛОВЫЕ КОММУТАЦИОННЫЕ АППАРАТЫ.....	4
1.1. Физические процессы в электрической дуге отключения	4
1.1.1. Условия погасания дуг постоянного и переменного тока	6
1.2. Выключатели с жидкими дугогасящими средами	8
1.2.1. Газодинамические процессы в дугогасительных устройствах масляных выключателей	12
1.2.2. Дуговые процессы на контактах и ресурс масляных выключателей	14
1.3. Воздушные выключатели	15
1.3.1. Основные параметры воздушных выключателей, определяющие отключающую способность	15
1.3.2. Принципы построения конструкций воздушных выключателей	18
1.3.3. Распределение напряжения по разрывам воздушного выключателя	23
1.3.4. Шунтирующие резисторы	24
1.3.5. Конструкции воздушных выключателей	24
1.4. Элегазовые выключатели.....	26
1.4.1. Дугогасительные устройства элегазовых выключателей	27
1.4.2. Автокомпрессионные элегазовые выключатели.....	29
1.4.3. Способы повышения отключающей способности газовых выключателей.....	32
1.5. Вакуумные выключатели.....	32
1.5.1. Особенности работы вакуумных выключателей	32
1.5.2. Перспективы развития вакуумных выключателей	36
ГЛАВА 2. ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЕ КОММУТАЦИОННЫЕ АППАРАТЫ	38
2.1. Разъединители.....	38
2.2. Отделители и короткозамыкатели	44
2.3. Токоведущие системы.....	46
Глава 3. ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ.....	48
3.1. Назначение и принцип действия трансформатора тока	48
3.2. Оптико-электронные трансформаторы тока.....	56
3.3. Трансформаторы напряжения	59
3.3.1. Оптико-электронный трансформатор напряжения.....	61

Глава 4. ОГРАНИЧИВАЮЩИЕ АППАРАТЫ	65
4.2. Виды разрядников	67
4.2.1. Трубчатые разрядники	67
4.2.2. Вентильные разрядники	69
4.2.3. Магнитовентильный разрядник	71
4.2.4. Разрядник длинно-искровой	71
4.2.5. Ограничитель перенапряжений	78
4.3. Организация защиты подстанций разрядниками	80
4.4. Объем и методика приемо-сдаточных испытаний ОПН	81
Глава 5. МОНТАЖ ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ	84
5.1. Монтаж трансформаторов	84
5.1.1. Подготовительные работы	84
5.1.2. Хранение трансформаторов	86
5.1.3. Монтаж трансформатора	88
5.1.4. Монтаж системы охлаждения и отдельных узлов трансформатора	89
5.1.5. Оценка возможности включений трансформаторов, транспортируемых без масла	92
5.1.6. Включение трансформатора	94
5.2. Монтаж оборудования распределительных устройств	95
5.2.1. Шины распределительных устройств	95
5.2.2. Коммутационные аппараты	97
5.2.3. Измерительные трансформаторы, аппараты защиты от перенапряжений, конденсаторные установки	98
5.2.4. Заземляющие устройства	99
5.2.5. Монтаж комплектных распределительных устройств	101
Глава 6. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ	105
6.1. Общие сведения об эксплуатации оборудования	105
6.2. Связь эксплуатации и надежности оборудования	108
6.3. Эксплуатационная техническая документация	112
6.4. Эксплуатация силовых трансформаторов	113
6.4.1. Осмотр трансформаторов	113
6.4.2. Режимы работы трансформаторов	114
6.4.3. Режим перегрузки трансформаторов	116
6.4.4. Эксплуатация трансформаторного масла	119
6.4.5. Хроматографический анализ газов, растворенных в трансформаторном масле	125
6.4.6. Ремонт трансформаторов	127
6.4.7. Испытания трансформаторов после капитального ремонта	130
6.4.8. Испытания изоляции повышенным напряжением	132

6.5. Эксплуатация оборудования распределительных устройств	133
6.5.1. Осмотры распределительных устройств	133
6.5.2. Шины распределительных устройств	135
6.5.3. Коммутационные аппараты.....	136
6.5.4. Измерительные трансформаторы	139
6.5.5. Конденсаторные установки.....	142
6.5.6. Аппараты защиты от перенапряжений	143
6.5.7. Заземляющие устройства.....	145

Учебное издание

КАБЫШЕВ А.В.
ТАРАСОВ Е.В.

МОНТАЖ, НАЛАДКА, ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Часть II. СИЛОВЫЕ ПОДСТАНЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ

Учебное пособие

Издано в авторской редакции

Научный редактор
Дизайн обложки

**Отпечатано в Издательстве ТПУ в полном соответствии
с качеством предоставленного оригинал-макета**

Подписано к печати 00.00.2011. Формат 60х84/16. Бумага «Снегурочка».

Печать XEROX. Усл. печ. л. 9,94. Уч.-изд. л. 9.

Заказ . Тираж 100 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Издательства Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту BS EN ISO 9001:2008



ИЗДАТЕЛЬСТВО



ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30

Тел./факс: 8(3822)56-35-35, www.tpu.ru