

Министерство науки и высшего образования РФ
Федеральное государственное образовательное учреждение
высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ И ПОДСТАНЦИИ

Методические указания к лабораторным работам

Благовещенск, 2021

*Печатается по решению
Редакционно-издательского совета
Энергетического факультета
Амурского государственного
университета*

Мясоедов Ю.В., Ротачева А.Г., Лисогурский И.А., Хондошко Ю.В.

Электрические станции и подстанции: методические указания к лабораторным работам / Мясоедов Ю.В., Ротачева А.Г., Лисогурский И.А., Хондошко Ю.В. - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2021. – 85 с.

Методические указания предназначены для студентов, обучающихся по направлению подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника. В методических указаниях даны методика выполнения лабораторных работ по дисциплине «Электрические станции и подстанции», теоретические сведения для подготовки к выполнению лабораторных работ, рекомендованная литература.

©Амурский государственный университет, 2021
© Кафедра энергетики, 2021

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	4
Общие указания к выполнению лабораторных работ	6
Методические рекомендации по изучению теоретического материала при подготовке к выполнению лабораторной работы	7
Лабораторная работа №1	9
Лабораторная работа №2	17
Лабораторная работа №3	42
Лабораторная работа №4	50
Лабораторная работа №5	57
Лабораторная работа №6	65
Лабораторная работа №7	71
Лабораторная работа №8	78
Библиографический список	85

ВВЕДЕНИЕ

Основная цель лабораторных работ заключается в закреплении теоретических знаний, приобретении навыков проведения простых электротехнических экспериментов, овладении методами обработки данных эксперимента с применением математических методов.

Руководство по выполнению лабораторных работ составлено по единой схеме и включает: теоретические сведения, конструктивные особенности оборудования, принципиальные схемы и контрольные вопросы.

Лабораторные занятия – это потенциально наиболее значимый и результативный компонент естественнонаучной, общей профессиональной и специальной подготовки в области техники и технологий, предназначенный для приобретения навыков работы на реальном оборудовании, с аналогами которого будущему специалисту, возможно, придется иметь дело в своей практической деятельности.

На лабораторный практикум возлагаются следующие важные задачи:

- практическое закрепление полученных теоретических знаний;
- приобретение навыков самостоятельной работы с реальным оборудованием;
- планирование и постановка инженерного эксперимента;
- выбор оборудования для проведения эксперимента;
- обработка и объяснение результатов эксперимента;
- сопоставление результатов теоретического анализа с экспериментальными данными.

В идеальной постановке образовательного процесса для повышения эффективности усвоения учебного материала, каждый объект изучения в рамках учебной дисциплины в обязательном порядке должен снабжаться всеми необходимыми компонентами теоретического, практического, модельного и экспериментального изучения.

Исследование оборудования в рамках выполнения лабораторных работ по дисциплине «Электрические станции и подстанции» позволяет углубить и расширить изучаемые явления, получить более стабильные и наглядные результаты и значительно интенсифицировать учебный процесс, так как возможен мгновенный переход с одного режима работы установки на другой. Кроме того, каждый студент может выполнять индивидуальное задание, используя многочисленные варианты исследования оборудования и его показателей.

Данные методические указания предназначены для студентов, обучающихся по направлению подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника очной и заочной форм обучения.

ОБЩИЕ УКАЗАНИЯ К ВЫПОЛНЕНИЮ ЛАБОРАТОРНЫХ РАБОТ

На первом занятии каждый студент должен пройти инструктаж по технике безопасности и пожарной безопасности. Студенты, не прошедшие инструктаж, к проведению лабораторных работ не допускаются.

До проведения очередной лабораторной работы студент обязан: подготовить и защитить отчет по предыдущей лабораторной работе; получить допуск к планируемой лабораторной работе, а именно: знать основные теоретические положения по изучаемому вопросу, описать лабораторную установку и порядок выполнения работы.

При невыполнении вышеизложенного студент к выполнению лабораторной работы не допускается.

Включение лабораторной установки производится только с разрешения преподавателя. При выполнении лабораторной работы следует строго соблюдать последовательность действий. По окончании замеров результаты опыта предоставляются на проверку преподавателю. При неудовлетворительных результатах лабораторный опыт следует повторить.

Каждая лабораторная работа должна содержать:

- 1) Цель и задачи, необходимые решить в ходе выполнения эксперимента;
- 2) Основные теоретические сведения;
- 3) Порядок выполнения эксперимента;
- 4) Обработка результатов эксперимента;
- 5) Отчет;
- 6) Контрольные вопросы для защиты отчета.

На основании результатов опыта составляется отчет по лабораторной работе. Отчет выполняется на листах формата А4 в соответствии с представленными указаниями по составлению отчета и с соблюдением требований оформления, установленных университетом.

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИЗУЧЕНИЮ ТЕОРЕТИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА ПРИ ПОДГОТОВКЕ К ВЫПОЛНЕНИЮ ЛАБОРАТОРНОЙ РАБОТЫ

Изучение теоретической части материала лабораторной работы призвано не только углубить и закрепить знания, полученные на лекционных занятиях, но и способствовать развитию у студентов творческих навыков, инициативы и организовать свое время.

Теоретическая подготовка к выполнению лабораторной работы включает в себя:

- чтение студентами рекомендованной литературы и усвоение теоретического материала дисциплины;
- знакомство с Интернет-источниками;
- применение теоретических знаний о ходе эксперимента при различных формах контроля;
- изучение вопросов отнесенных к самостоятельной работе студента с применением дополнительных информационных источников;
- изучение баз данных и аналитических документов, находящихся в свободном доступе, энергетических предприятий и заводов-изготовителей оборудования;
- подготовку ответов на контрольные вопросы лабораторной работы в той последовательности, в которой они представлены.

Планирование времени, необходимого на теоретическую подготовку к лабораторным занятиям, студентам лучше всего осуществлять весь семестр, предусматривая при этом регулярное повторение материала.

Материал, законспектированный на лекциях, необходимо регулярно прорабатывать и дополнять сведениями из других источников литературы, представленных не только в рабочей программе дисциплины, но и в периодических изданиях.

При изучении теоретического материала сначала необходимо просмотреть рекомендованную литературу и составить краткий конспект основных положений, терминов, сведений, требующих запоминания и являющихся основополагающими в этой теме для освоения последующих тем курса. Для расширения знания рекомендуется использовать Интернет-ресурсы; проводить поиски в различных системах и использовать материалы сайтов, рекомендованных преподавателем.

При подготовке к защите отчета необходимо прочитать соответствующие страницы основного учебника. Желательно также чтение дополнительной литературы. При необходимости ответы на контрольные вопросы следует иллюстрировать схемами.

При подготовке к защите отчета по лабораторной работе необходимо продумать и четко изложить материал, дать определение основных понятий, дать краткое описание явления или эксперимента, привести примеры.

Лабораторная работа №1

КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Цель работы: изучение конструктивного исполнения силовых трансформаторов, принципа их действия и отличительных особенностей.

Теоретические сведения

Трансформатором называется устройство, предназначенное для преобразования электрической энергии переменного тока одного напряжения в электрическую энергию другого напряжения посредством электромагнитной индукции.

По количеству фаз силовые трансформаторы подразделяются на однофазные, трехфазные и многофазные.

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

Предельная единичная мощность трансформаторов ограничивается массой, размерами, условиями транспортировки.

Однофазные трансформаторы применяются, если невозможно изготовление трехфазных трансформаторов необходимой мощности или затруднена их транспортировка [1].

Классификация силовых трансформаторов по напряжению подразумевает их разделение на понижающие и повышающие, что зависит от соотношения величины напряжения между первичной и вторичной обмоткой.

Повышающий трансформатор вырабатывает во вторичной обмотке более высокое напряжение, чем приложено к первичной обмотке. Число витков вторичной обмотки больше числа витков первичной обмотки.

Понижающий трансформатор вырабатывает во вторичной обмотке меньшее напряжение, чем приложено к первичной обмотке, поскольку его вторичная обмотка имеет меньшее число витков по сравнению с первичной.

По количеству обмоток различного напряжения на каждую фазу трансформаторы разделяются на двухобмоточные и трехобмоточные (рисунок 1, а, б). Кроме того, обмотки одного и того же напряжения, обычно низшего, могут состоять из двух и более параллельных ветвей, изолированных друг от друга и от заземленных частей. Такие трансформаторы называют трансформаторами с расщепленными обмотками (рисунок 1, в). Обмотки высшего, среднего и низшего напряжения принято сокращенно обозначать соответственно ВН, СН, НН [1].

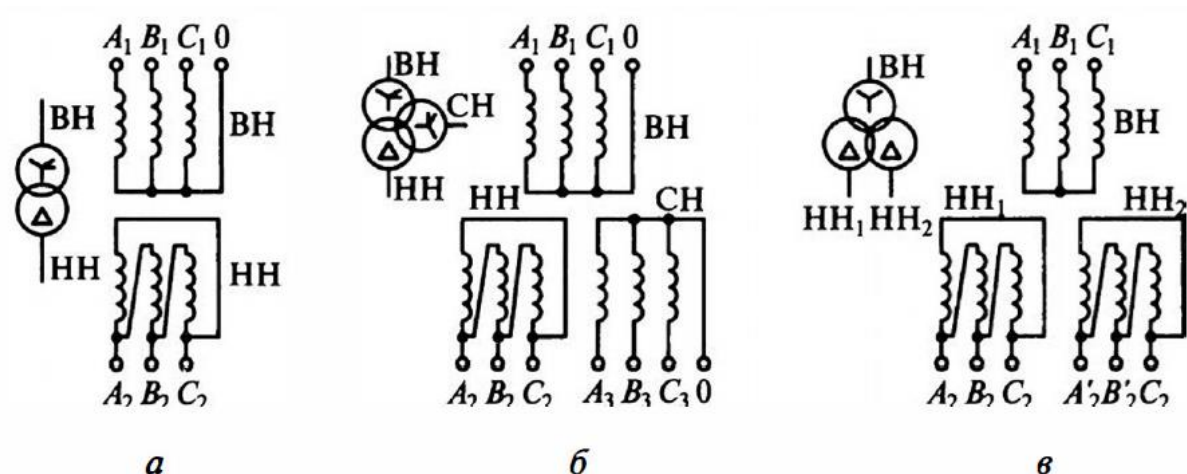


Рисунок 1 – Принципиальные схемы соединения обмоток трансформаторов:
 а - двухобмоточного; б - трехобмоточного; в - с расщепленной обмоткой
 низкого напряжения.

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

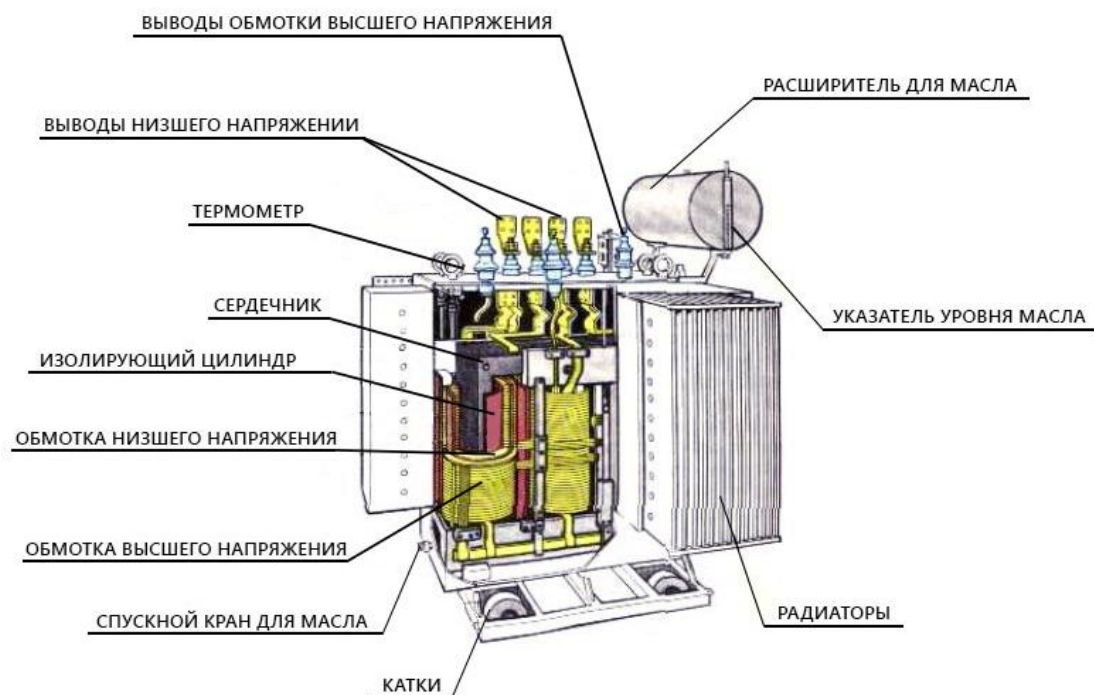


Рисунок 2 – Элементы конструкции силового трансформатора.

В магнитной системе проходит магнитный поток трансформатора (отсюда название «магнитопровод»). Магнитопровод является конструктивной и механической основой трансформатора.

Он выполняется из отдельных листов электротехнической стали, изолированных друг от друга. Качество электротехнической стали влияет на допустимую магнитную индукцию и потери в магнитопроводе.

Уменьшение удельных потерь в стали, тщательная сборка магнитопровода, применение бесшпилечных конструкций, соединение стержней с ярмом с помощью косой шихтовки позволяют уменьшить потери холостого хода и ток намагничивания трансформатора [1].

Обмоткой трансформатора называют совокупность витков, образующих электрическую цепь, в которой складываются эдс, индуцированные в отдельных витках. Обмотки трансформатора состоят из обмоточного провода и изоляционных деталей, предусмотренных конструкцией, которые не только защищают витки от электрического пробоя

и препятствуют их смещению под действием электромагнитных сил, но и создают необходимые каналы для охлаждения. Обмотки трансформаторов различных мощностей и напряжений различаются типом намотки, количеством витков, направлением намотки, числом параллельных проводов в витке, схемой соединения отдельных элементов обмотки между собой.

По взаимному расположению на стержне обмотки разделяются на концентрические и чередующиеся. Концентрические обмотки — это обмотки, изготовленные в виде цилиндров и концентрически расположенные на стержне магнитопровода. Чередующиеся обмотки — это обмотки ВН и НН трансформатора, чередующиеся в осевом направлении на стержне. На рисунке 3 показаны концентрическое и чередующееся расположения обмоток на стержне магнитопровода [4].

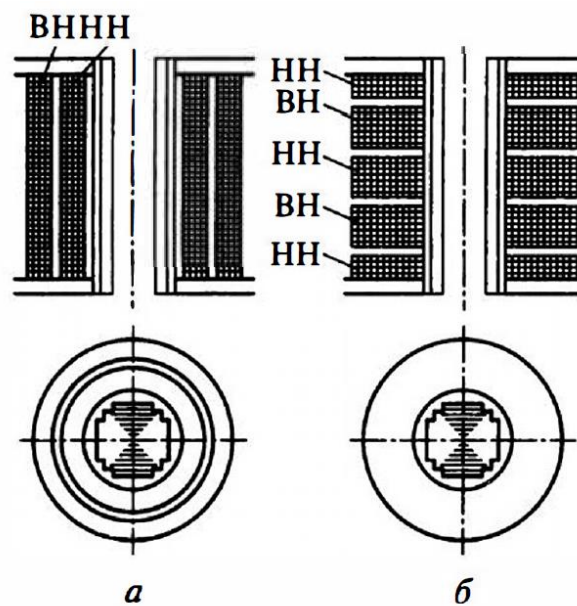


Рисунок 3 – Обмотки трансформатора: а - концентрическая;
б – чередующаяся.

Обмотки трансформаторов должны обладать достаточной электрической и механической прочностью. Изоляция обмоток и отводов от нее должна без повреждений выдерживать коммутационные и атмосферные перенапряжения. Обмотки должны выдерживать электродинамические

усилия, которые появляются при протекании токов КЗ. Необходимо предусмотреть надежную систему охлаждения обмоток, чтобы не возникал недопустимый перегрев изоляции [1].

Расширитель трансформатора представляет собой цилиндрический сосуд, соединенный с баком трубопроводом и служащий для уменьшения площади соприкосновения масла с воздухом.

Бак трансформатора полностью залит маслом, изменение объема масла при нагреве и охлаждении приводит к колебанию уровня масла в расширителе; при этом воздух вытесняется из расширителя или всасывается в него. Масло очень гигроскопично, и если расширитель непосредственно связан с атмосферой, то влага из воздуха поступает в масло, резко снижая его изоляционные свойства. Для предотвращения этого расширитель связан с окружающей средой через силикагелевый воздухоосушитель. Силикагель поглощает влагу из всасываемого воздуха. При резких колебаниях нагрузки силикагелевый фильтр полностью не осушает воздух, поэтому постепенно влажность воздуха в расширителе повышается.

Чтобы избежать это, применяются герметичные баки с газовой подушкой из инертного газа или свободное пространство в расширителе заполняется инертным газом (азотом), поступающим из специальных эластичных емкостей. Возможно применение специальной пленки-мембраны на границе масло-воздух. Осушение воздуха в расширителе осуществляют термовымораживателями.

К баку трансформатора крепится термосифонный фильтр, заполненный силикагелем или другим веществом, поглощающим продукты окисления масла. При циркуляции масла через фильтр происходит его непрерывная регенерация [1].

По типу охлаждения силовые трансформаторы делятся на две категории: силовые сухие трансформаторы (с воздушным охлаждением) и силовые масляные трансформаторы.

Масляные трансформаторы имеют более надежную защиту обмотки от любых внешних воздействий, что повышает надежность трансформатора и уменьшает необходимость его постоянного эксплуатационного мониторинга. В маслонаполненных трансформаторах очень низкое реактивное сопротивление, по сравнению с сухими аналогами с воздушной изоляцией.

Но, в то же время, силовые масляные трансформаторы имеют существенные недостатки, связанные с особенностью системы охлаждения: большие габаритные размеры, необходимость в постоянном обслуживании (очистка и замена масла), высокая пожароопасность устройства, обусловленная опасностью возгорания трансформаторного масла, а также возможный выброс при пожаре большого объема токсичных веществ. Поэтому трансформаторные подстанции (ТП) с маслонаполненным оборудованием монтируются на безопасном расстоянии (отдельно стоящие ТП). ТП с данным типом трансформатора невозможно встраивать в здания или эксплуатировать в условиях с повышенной опасностью (на нефтегазовых, химических, атомных и др. предприятиях) [2].



Рисунок 4 – Силовой масляный трансформатор [5].

Преимущества и недостатки сухих силовых трансформаторов.

По сравнению с традиционными масляными трансформаторами сухие силовые трансформаторы обладают рядом очевидных преимуществ.

Перечислим основные из них:

- экологическая чистота (отсутствие жидкого диэлектрика – трансформаторного масла – исключает угрозу загрязнения окружающей среды вследствие его утечки либо возгорания);

- высокий уровень пожарной безопасности. Ограниченная воспламеняемость изоляции обмоток позволяет свести к минимуму эмиссию токсичных веществ и непрозрачного дыма и существенно сократить возможный ущерб при внутреннем повреждении трансформатора с возгоранием. Это, в свою очередь, позволяет разместить сухие трансформаторы максимально близко к потребителям, обеспечив тем самым передачу электроэнергии на повышенном напряжении и снижение потерь электроэнергии в сетях низкого напряжения;

- более простой монтаж – не требуется дополнительных мер противопожарной безопасности в местах установки, отсутствует необходимость оборудования приемков для слива масла;

- сниженные расходы на техническое обслуживание и ремонты. Сухие трансформаторы можно отнести к категории оборудования, практически не требующего технического обслуживания. Отсутствует необходимость периодической диагностики состояния, сушки и дегазации трансформаторного масла. Значительно упрощается ремонт сухих трансформаторов, сопряженный с заменой обмоток и основной изоляции;

- значительно более простая конструкция кожуха, при этом масса кожуха меньше массы бака масляного трансформатора, съемные стенки кожуха обеспечивают осмотр и проведение технического обслуживания в регламентируемые сроки. Возможность выполнить на стенках кожуха съемные панели упрощает проведение осмотров активной части (обмоток, магнитопровода, регулировочных отпаек и прочих деталей) не только при плановых осмотрах, но и в случаях необходимости при ревизиях за все время эксплуатации;

– габаритные размеры сухого трансформатора обеспечивают возможность его установки в существующем отсеке масляного трансформатора (например, при реконструкции подстанции).

К относительным недостаткам сухих силовых трансформаторов по сравнению с масляными трансформаторами следует отнести следующие:

– более высокая стоимость по сравнению с масляными трансформаторами, что связано с увеличением вложения активных материалов (обмоточного провода, электротехнической стали) вследствие увеличения изоляционных расстояний в воздухе по сравнению с соответствующими расстояниями в масле и ухудшением условий охлаждения обмоток:

– несколько большие по отношению к масляным трансформаторам потери холостого хода, что связано с увеличением размеров магнитной системы вследствие сравнительно больших изоляционных расстояний [2].



Рисунок 5 – Силовой сухой трансформатор [5].

Контрольные вопросы

1. Назовите определение силового трансформатора.
2. Классификация силовых трансформаторов.
3. Назовите основные элементы конструкции силового трансформатора. Для чего они предназначены?
4. Способы охлаждения силовых трансформаторов.

Лабораторная работа №2

КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Цель работы: изучение назначения и конструктивного исполнения высоковольтных выключателей.

Теоретические сведения

Выключатель – это контактный коммутационный аппарат, способный включать, проводить и отключать токи при нормальных условиях в цепи, а также включать, проводить в течение нормированного времени и отключать токи при нормированных аномальных условиях в цепи, таких как короткое замыкание [6].

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание [1].

По принципу устройства выключатели имеют следующую классификацию:

- элегазовые;
- вакуумные;
- воздушные;
- масляные;
- электромагнитные.

По размещению дугогасительного устройства выделяют следующие виды выключателей:

- с дугогасительными устройствами, расположенными в заземленном корпусе (баке) - баковые выключатели;

- с дугогасительными устройствами, расположенными в корпусе (баке), находящемся под напряжением, - колонковые или подвесные выключатели [6].

Рассмотрим конструктивные особенности основных видов выключателей.

Масляные баковые выключатели.

Первыми выключателями в цепях высокого напряжения были масляные баковые выключатели без специальных устройств для гашения дуги. Контактная система размещалась в стальном заземленном баке, залитом изоляционным маслом, которое служило для гашения дуги и изоляции токоведущих частей друг от друга и от заземленного бака. При отключении возникает дуга между контактами, которая разлагает и испаряет масло, образуется газопаровой пузырь с давлением внутри 0,5-1 МПа, в котором охлаждается и гаснет дуга [1].

Однако, без применения дополнительного оборудования отключающая способность данных выключателей остается на низком уровне. Применение дугогасительных камер позволяет значительно увеличить номинальный ток отключения выключателя.

Рассмотрим устройство масляных баковых выключателей на примере выключателя С-35-630-10, внешний вид которого приведен на рисунке 6.

На рисунке 7 показан разрез полюса и дугогасительная двухразрывная подвижная камера. Каждый полюс собран на массивной чугунной крышке. К крышке подвешивается бак, внутренние стенки которого изолированы электрокартоном.

Под крышкой установлен приводной механизм с системой рычагов, обеспечивающий прямолинейное движение штанги. Механизмы всех трех полюсов соединены тягами между собой и с приводом выключателя.



Рисунок 6 – Масляный баковый выключатель С-35М-630-10.

Через отверстия в крышках пропущены вводы, на концах которых укреплены неподвижные Г-образные контакты с металлокерамическими напайками. На каждом вводе под крышкой установлен встроенный трансформатор тока. К нижней части штанги из изолирующего материала прикреплена дугогасительная камера, состоящая из двух корпусов, соединенных стяжными болтами.

На рисунке 7, б показан корпус дугогасительной камеры. Внутренняя полость камеры облицована дугостойким изоляционным материалом. В камере установлен подвижный контакт в виде перемычки, опирающийся на четыре контактные пружины. В местах соприкосновения с неподвижным контактом напаяны металлокерамические пластины. При отключении штанга опускается вниз вместе с камерой, в результате чего образуются два разрыва и загорается дуга в камере. Давление в камере резко возрастает, и как только откроются боковые выхлопные отверстия, создается поперечное дутье. При отключении больших токов это дутье энергично и дуга гаснет. Если отключаются малые токи, то после выхода неподвижных контактов из

камеры через выхлопные отверстия создается продольное дутье, обеспечивающее гашение дуги. В дугогасительном устройстве есть воздушная подушка - небольшая металлическая камера, заполненная воздухом и сообщающаяся с основным объемом дугогасительной камеры, заполненной маслом. В продольном разрезе камеры каналов, по которым осуществляется эта связь, не видно. В первый момент загорания дуги, когда давление резко возрастает, часть масла сжимает воздух, это несколько снижает удар в стенки камеры, а в моменты, когда ток в дуге проходит через нуль и давление в области дуги уменьшается, сжатый воздух выталкивает масло и создает дополнительное дутье [1].

Основные преимущества баковых выключателей:

- простота конструкции;
- высокая отключающая способность;
- пригодность для наружной установки;
- возможность установки встроенных трансформаторов тока.

Недостатки баковых выключателей:

- взрыво- и пожароопасность;
- необходимость периодического контроля за состоянием и уровнем масла в баке и вводах;
- большой объем масла, что обуславливает большую затрату времени на его замену, необходимость больших запасов масла;
- непригодность для установки внутри помещений;
- непригодность для выполнения быстродействующего АПВ;
- большая затрата металла, большая масса, неудобство перевозки, монтажа и наладки.

Указанные недостатки баковых выключателей привели к тому, что на вновь сооружаемых объектах они не применяются, а на действующих заменяются маломасляными и элегазовыми [1].

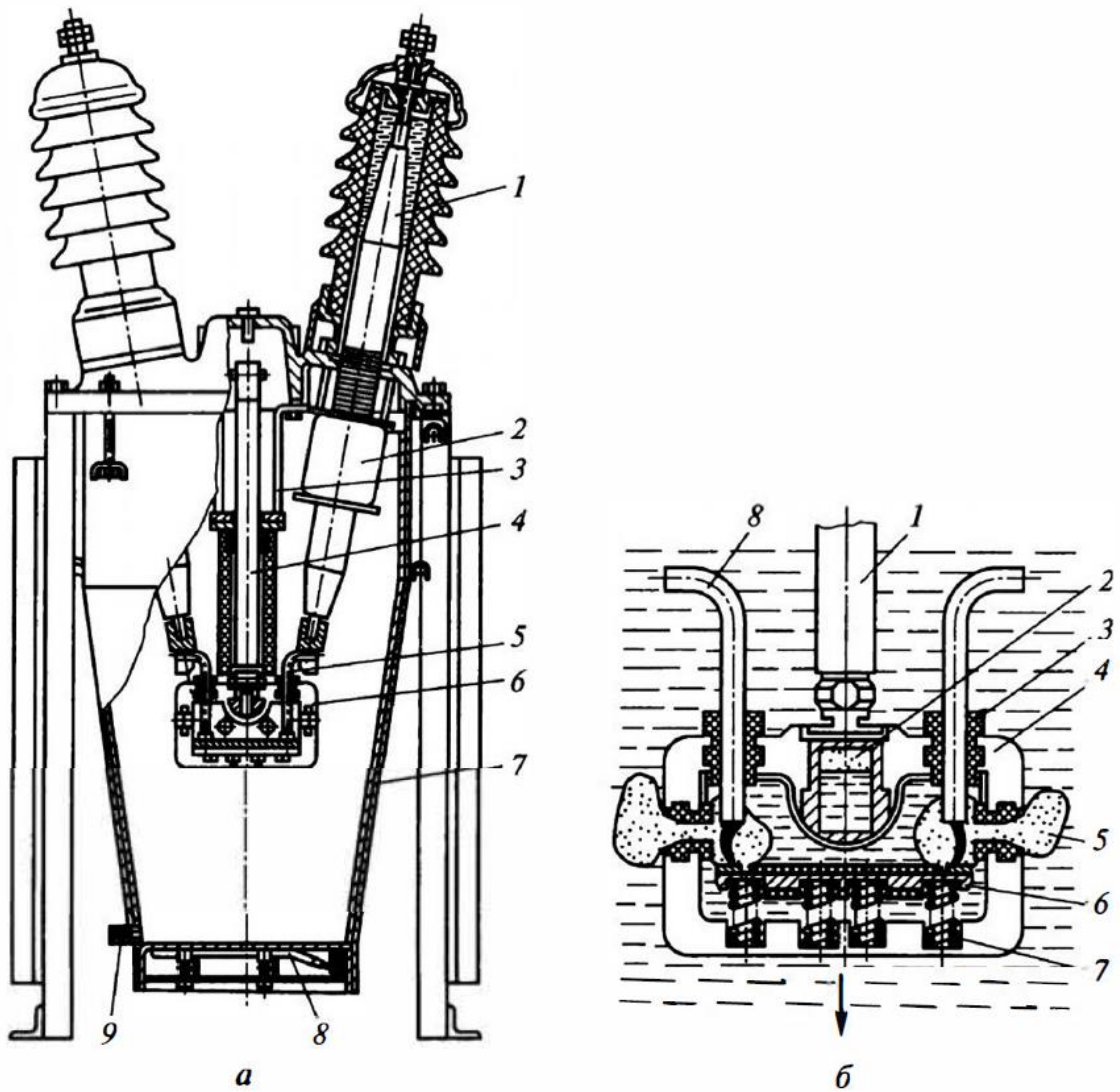


Рисунок 7 – Разрез полюса и дугогасительная двухразрывная подвижная камера масляного бакового выключателя С-35М-630-10:
 а - разрез полюса: 1 - ввод; 2 - трансформатор тока; 3 - корпус приводного механизма; 4 - штанга; 5 - неподвижный контакт; 6 - дугогасительная камера; 7 - внутрибаковая изоляция; 8 - нагревательное устройство; 9 – маслоспускное устройство;
 б - дугогасительная камера в процессе отключения: 1 - штанга; 2 - воздушная подушка; 3 - выхлопные отверстия; 4 - камера; 5 - боковые выхлопные отверстия; 6 - подвижный контакт; 7 - контактные пружины; 8 - неподвижный контакт [1].

Маломасляные выключатели.

Маломасляные выключатели (горшковые) получили широкое распространение в закрытых и открытых распределительных устройствах всех напряжений. Масло в этих выключателях в основном служит дугогасящей средой и только частично изоляцией между разомкнутыми контактами. Изоляция токоведущих частей друг от друга и от заземленных конструкций осуществляется фарфором или другими твердыми изолирующими материалами. Контакты выключателей для внутренней установки находятся в стальном бачке (горшке), отсюда сохранилось название выключателей «горшковые». Маломасляные выключатели напряжением 35 кВ и выше имеют фарфоровый корпус. Самое широкое применение имеют выключатели 6-10 кВ подвесного типа (рисунок 8, а, б). В этих выключателях корпус крепится на фарфоровых изоляторах к общей раме для всех трех полюсов. В каждом полюсе предусмотрен один разрыв контактов и дугогасительная камера [1].

По конструктивной схеме, приведенной на рисунке 8, в, изготавливаются выключатели серии ВМП (выключатель маломасляный подвесной). При больших номинальных токах обойтись одной парой контактов (которые выполняют роль рабочих и дугогасительных) трудно, поэтому предусматривают рабочие контакты снаружи выключателя, а дугогасительные - внутри металлического бачка. При больших отключаемых токах на каждый полюс имеются два дугогасительных разрыва (рисунок 8, г) [1].

Специально для КРУ выдвигного исполнения разработаны и изготавливаются колонковые маломасляные выключатели серии ВК по схеме, приведенной на рисунке 8, д.

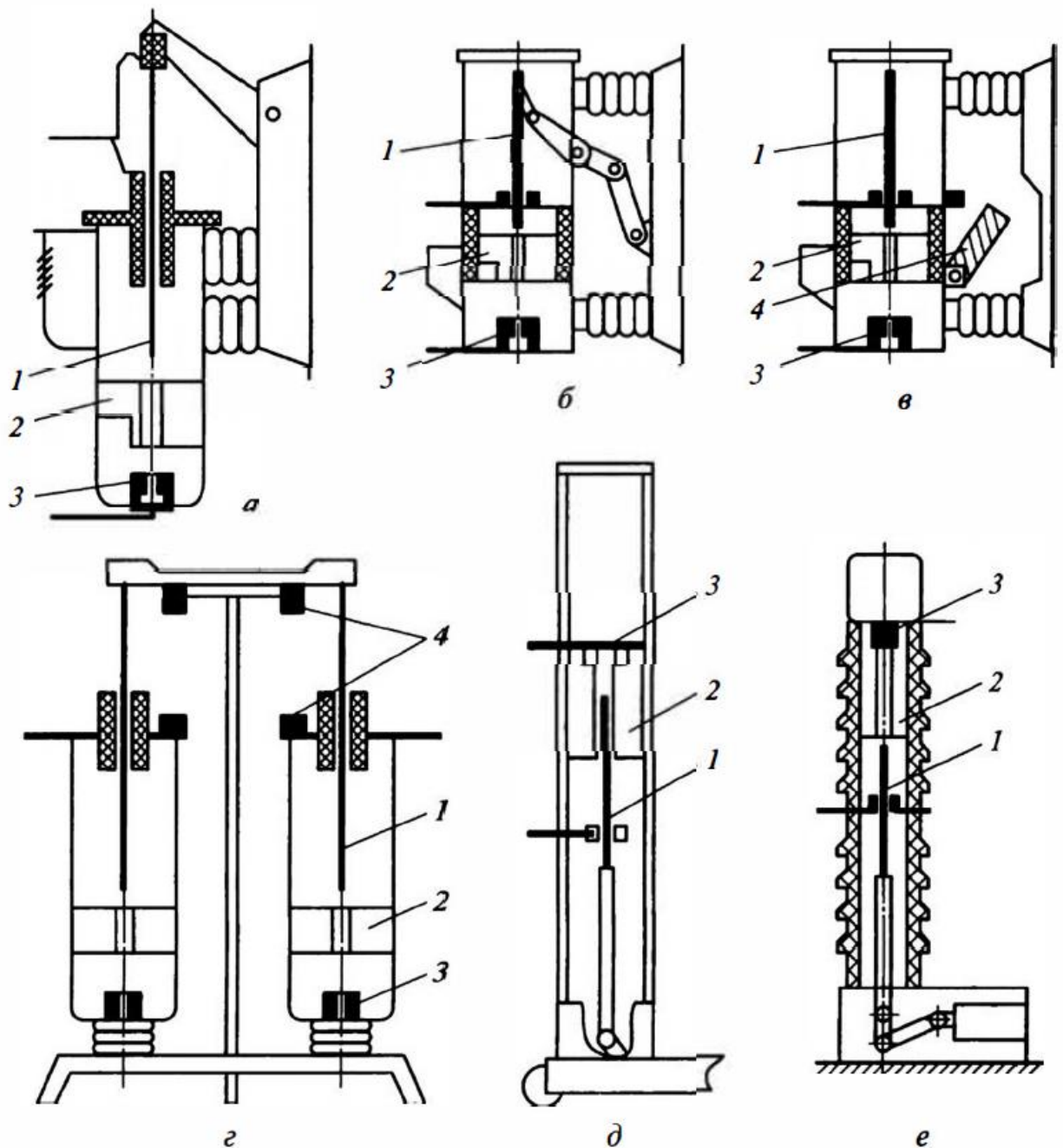


Рисунок 8 – Конструктивные схемы маломасляных выключателей (а-е):
 1 - дугогасительные контакты; 2 - дугогасительная камера; 3 - неподвижные контакты; 4 - рабочие контакты [1].

Для установок 35 кВ и выше корпус колонковых выключателей фарфоровый, заполненный маслом (рисунок 8, е). В выключателях 35, 110 кВ предусмотрен один разрыв на фазу, при больших напряжениях - два и более разрывов [1].

На рисунке 9 показан выключатель ВГМ-20. Шесть бачков этого выключателя крепятся на изоляторах к металлическому основанию, внутри которого расположены рычажный приводной механизм, отключающие пружины, масляный и пружинный буфера. В каждом бачке имеются дугогасительные контакты и камера встречно-поперечного дутья. Газы и пары масла, образовавшиеся при гашении дуги, поступают в маслоотделитель, заполненный фарфоровыми шариками. Масло конденсируется и попадает обратно в бачок, а газы через выхлопной конец газоотвода выбрасываются наружу. Ошиновка распределительного устройства через гибкие компенсаторы присоединяется к выводам коробчатого профиля. На крайних фазах установлены магнитопроводы из электротехнической стали, которые обеспечивают равномерное токораспределение по контактным системам. Главные контакты (ножи) расположены снаружи на траверсе и связаны изоляционной штангой с приводным механизмом.

В выключателях этой серии два контура тока - главный и дугогасительный. Когда выключатель включен, большая часть тока проходит по главному контуру вследствие меньшего сопротивления цепи.

При отключении выключателя сначала размыкаются рабочие контакты, но дуга между ними не образуется, так как ток продолжает проходить в дугогасительном контуре. При включении первыми замыкаются дугогасительные контакты, а затем рабочие.

Для управления выключателями этой серии применяются электромагнитные приводы ПС-31 или ПЭ-2, ПЭ-21 [1].

В установках 110 и 220 кВ находят применение выключатели серии ВМТ (рисунок 10, а). Три полюса выключателя ВМТ-110 установлены на общем сварном основании и управляются пружинным приводом. Полюс выключателя представляет собой маслonaполненную колонну, состоящую из опорного изолятора, дугогасительного устройства, механизма управления и электроподогревательных устройств.

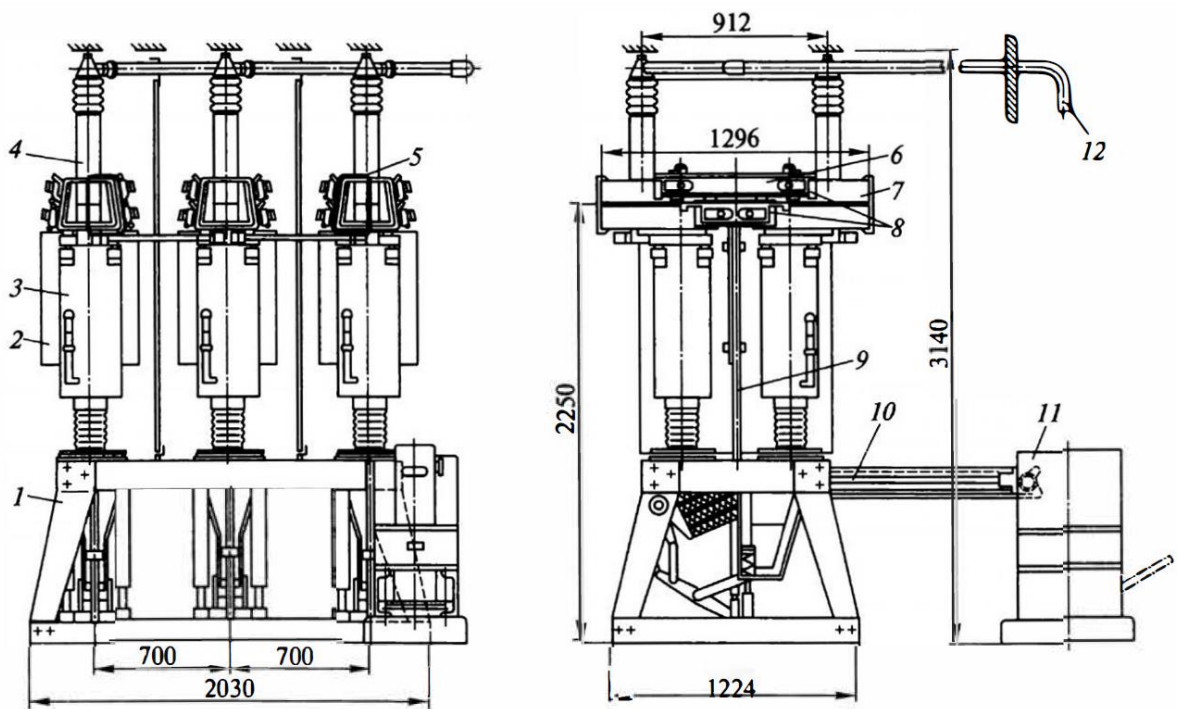


Рисунок 9 – Выключатель ВГМ-20/11200УЗ:

- 1 - основание; 2 - междуполюсная перегородка; 3 - бак; 4 - маслоотделитель;
 5 - магнитопровод; 6 - траверса; 7 - вывод коробчатого профиля; 8 - ножи
 главных контактов; 9 - штанга; 10 - тяга к приводу; 11 - привод;
 12 - выхлопной конец газоотвода [1].

Дугогасительное устройство (модуль) состоит из токоотвода (рисунок 10, б), связанного через токосъемные устройства с подвижным контактом, дугогасительной камеры встречно-поперечного дутья, неподвижного контакта.

Все эти элементы расположены в полем фарфоровом изоляторе, заполненном трансформаторным маслом и закрытом сверху колпаком. Колпак снабжен манометром для контроля избыточного давления в дугогасительном устройстве, устройством для заполнения сжатым газом, выпускным автоматическим клапаном, указателем уровня масла. В процессе гашения дуги уровень масла поднимается, занимая частично буферный объем.

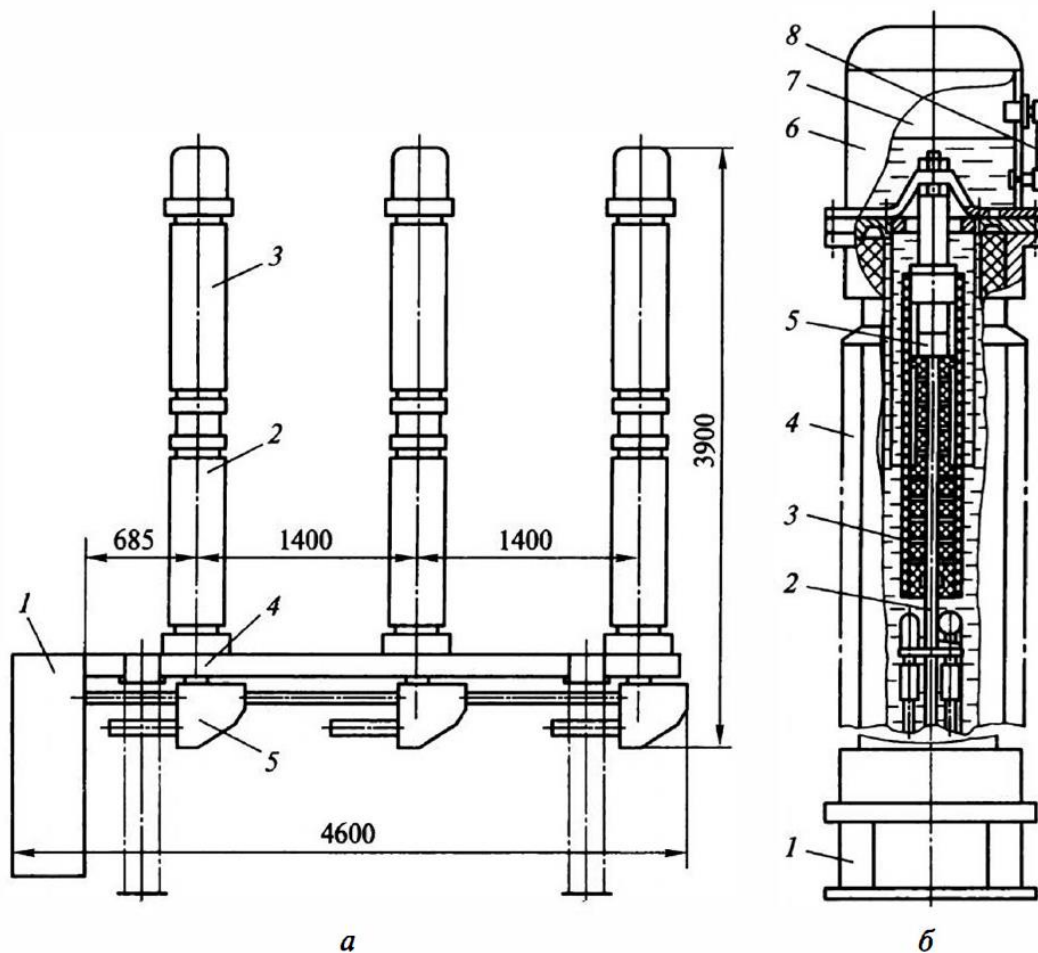


Рисунок 10 – Выключатель маломасляный ВМТ-110:

а - общий вид: 1 - пружинный привод; 2 - опорный изолятор; 3 – дугогасительное устройство; 4 - основание выключателя; 5 - механизм управления; б - дугогасительный модуль: 1 - токоотвод; 2 - подвижной контакт; 3 – дугогасительная камера; 4 - полый фарфоровый изолятор; 5 - неподвижный контакт; 6 - колпак; 7 - буферный объем; 8 - указатель уровня масла [1].

Внутри опорного изолятора (см. рисунок 10, а) размещены изоляционные тяги, связывающие подвижный контакт с механизмом управления.

Маслонаполненные колонны герметизированы и находятся под избыточным давлением газа (азота или воздуха). Избыточное давление поддерживает высокую электрическую прочность межконтактного

промежутка, повышает износостойкость контактов, обеспечивает надежное отключение как токов КЗ, так и емкостных токов ненагруженных линий электропередачи. Избыточное давление создается сжатым газом, который подается от баллонов или компрессора, перед вводом выключателя в эксплуатацию и сохраняется без пополнения до очередной ревизии.

Конструкция маломасляных выключателей 35 кВ и выше продолжает совершенствоваться с целью увеличения номинальных токов и отключающей способности. В мировой практике маломасляные выключатели изготавливаются на напряжения до 420 кВ.

Достоинства маломасляных выключателей:

- небольшое количество масла;
- относительно малая масса;
- более удобный, чем у баковых выключателей, доступ к дугогасительным контактам;
- возможность создания серии выключателей на разные напряжения с применением унифицированных узлов.

Недостатки маломасляных выключателей:

- взрыво- и пожароопасность, хотя и значительно меньшая, чем у баковых выключателей;
- невозможность осуществления быстродействующего АПВ;
- необходимость периодического контроля, доливки, относительно частой замены масла в дугогасительных бачках;
- трудность установки встроенных трансформаторов тока;
- относительно малая отключающая способность [1].

Воздушные выключатели.

В воздушных выключателях гашение дуги происходит сжатым воздухом, а изоляция токоведущих частей и дугогасительного устройства осуществляется фарфором или другими твердыми изолирующими материалами.

Конструктивные схемы воздушных выключателей различны и зависят от их номинального напряжения, способа создания изоляционного промежутка между контактами в отключенном положении и способа подачи сжатого воздуха в дугогасительное устройство.

В выключателях на большие номинальные токи (рисунок 11, а, б) имеются главный и дугогасительный контуры, как и в маломасляных выключателях МГ и ВГМ. Основная часть тока во включенном положении выключателя проходит по главным контактам, расположенным открыто. При отключении выключателя главные контакты размыкаются первыми, после чего весь ток проходит по дугогасительным контактам, заключенным в дугогасительной камере. К моменту размыкания этих контактов в камеру подается сжатый воздух из резервуара, создается мощное дутье, гасящее дугу. Дутье может быть продольным (см. рисунок 11, а) или поперечным (см. рисунок 11, б). Необходимый изоляционный промежуток между контактами в отключенном положении создается в дугогасительной камере путем разведения контактов на достаточное расстояние (см. рисунок 11, б) или специальным отделителем, расположенным открыто (см. рисунок 11, а). После отключения отделителя прекращается подача сжатого воздуха в камеры и дугогасительные контакты замыкаются. Выключатели, выполненные по такой конструктивной схеме, изготавливаются для внутренней установки на напряжение 15 и 20 кВ и ток до 20 000 А (серия ВВГ), а также на 35 кВ (ВВЭ-35-20/1600У3). В выключателях для открытой установки дугогасительная камера расположена внутри фарфорового изолятора, причем на напряжение 35 кВ достаточно иметь один разрыв на фазу (рисунок 11, в), на 110 кВ - два разрыва на фазу (рисунок 11, г). Различие между этими конструкциями состоит в том, что в выключателе 35 кВ изоляционный промежуток создается в дугогасительной камере, а в выключателях напряжением 110 кВ и выше после гашения дуги размыкаются контакты отделителя, и камера отделителя остается заполненной сжатым воздухом на все время отключенного положения, при этом в дугогасительную камеру

сжатый воздух не подается и контакты в ней замыкаются. По конструктивной схеме рисунок 11, г созданы выключатели серии ВВ на напряжение до 500 кВ. Чем выше номинальное напряжение и чем больше отключаемая мощность, тем больше разрывов необходимо иметь в дугогасительной камере и в отделителе (на 330 кВ - восемь; на 500 кВ - десять).

В рассмотренных конструкциях воздух подается в дугогасительные камеры из резервуара, расположенного около основания выключателя. Если контактную систему поместить в резервуар сжатого воздуха, изолированный от земли, то скорость гашения дуги значительно увеличится. Такой принцип заложен в основу серии выключателей ВВБ (рисунок 11, д). В этих выключателях нет отделителя. При отключении выключателя дугогасительная камера, являющаяся одновременно резервуаром сжатого воздуха, сообщается с атмосферой через дутьевые клапаны, благодаря чему создается дутье, гасящее дугу. В отключенном положении контакты находятся в среде сжатого воздуха. По такой конструктивной схеме созданы выключатели до 750 кВ. Количество дугогасительных камер (модулей) зависит от напряжения: 110 кВ - одна; 220, 330 кВ - две; 500 кВ - четыре; 750 кВ - шесть (в серии ВВБК).

Для равномерного распределения напряжения по разрывам используют омические и емкостные делители напряжения [1].

Воздушные выключатели имеют следующие достоинства:

- взрыво- и пожаробезопасность;
- быстрое действие и возможность осуществления быстрого действующего АПВ;
- высокую отключающую способность;
- надежное отключение емкостных токов линий;
- малый износ дугогасительных контактов;
- легкий доступ к дугогасительным камерам;
- возможность создания серий из крупных узлов;
- пригодность для наружной и внутренней установки.

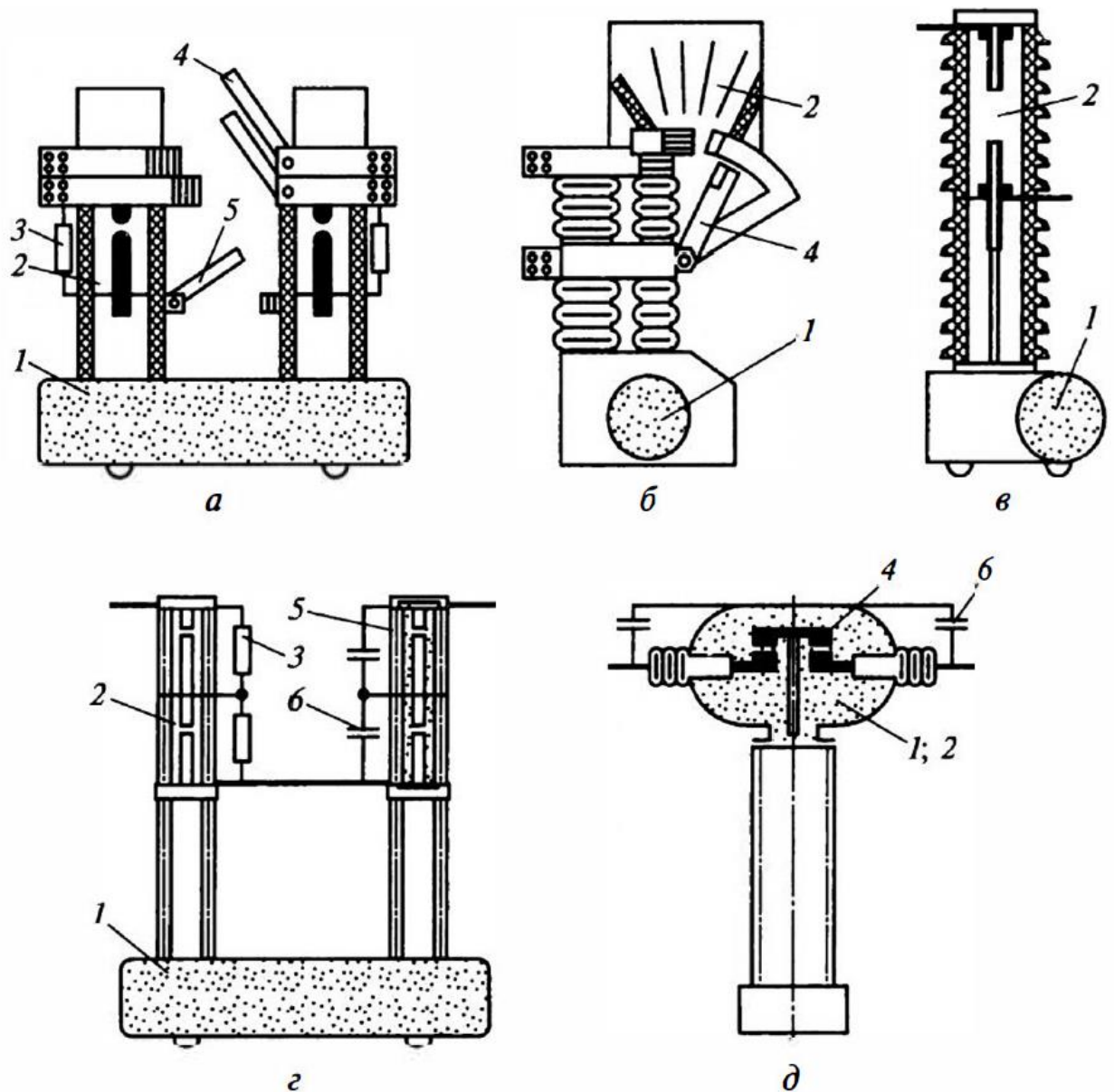


Рисунок 11 – Конструктивные схемы воздушных выключателей (а-д):
 1 - резервуар со сжатым воздухом; 2 - дугогасительная камера; 3 –
 шунтирующий резистор; 4 - главные контакты; 5 - отделитель; 6 - емкостной
 делитель напряжения [1].

Недостатками воздушных выключателей являются:

- необходимость компрессорной установки;
- сложная конструкция ряда деталей и узлов;
- относительно высокая стоимость;
- трудность установки встроенных трансформаторов тока [1].



Рисунок 12 – Воздушный выключатель ВВБК-220 кВ.

Электромагнитные выключатели.

Электромагнитные выключатели для гашения дуги не требуют ни масла, ни сжатого воздуха, что является большим преимуществом их перед другими типами выключателей. Выключатели этого типа выпускают на напряжение 6- 10 кВ, номинальный ток до 3600 А и ток отключения до 40 кА.

На рисунке 13, а показан выключатель ВЭ-10-40, установленный на тележке и предназначенный для ячейки КРУ. На сварном основании, установленном на катках, крепятся привод, три полюса, состоящих из двух изоляционных стоек, на которых крепятся два проходных эпоксидных изолятора с розеточными контактами. На верхнем изоляторе смонтированы неподвижные контакты, на нижнем - подвижные контакты, связанные изоляционной тягой с валом выключателя. Последний соединен с приводом с помощью рычагов и тяг.

Дугогасительные камеры крепятся на неподвижном контакте и специальных стойках. Каждый полюс изолирован кожухом. Передняя часть кожуха обшита металлическим листом, надежно заземленным вместе с рамой выдвижного элемента КРУ. Цепи вторичной коммутации заключены в металлический шланг и заканчиваются штепсельным разъемом.

При отключении выключателя размыкаются главные контакты, а затем дугогасительные (рисунок 13, б). Возникшая дуга А действием электродинамических сил токоведущего контура и воздушных потоков выдувается вверх в дугогасительную камеру (положение дуги Б), при этом в цепь между медным рогом и контактом включается обмотка электромагнита. Созданное поперечное магнитное поле перемещает дугу в положение В – между левым и правым медными рогами. Включенная вторая обмотка усиливает магнитное поле, дуга втягивается внутрь гасительной камеры с керамическими пластинами, растягивается, попадает в узкую щель и гаснет при очередном переходе тока через нуль. При отключении малых токов (до 1000 А) напряженность магнитного поля невелика и не может обеспечить быстрое втягивание дуги в камеру. Гашение дуги в этом случае обеспечивается дутьевым устройством с трубкой поддува, через которую подается поток воздуха на дугу (см. рисунок 13, б) [1].

Достоинства электромагнитных выключателей:

- полная взрыво- и пожаробезопасность;
- малый износ дугогасительных контактов;
- пригодность для работы в условиях частых включений и отключений;
- относительно высокая отключающая способность (20-40 кА).

Недостатки:

- сложность конструкции дугогасительной камеры с системой магнитного дутья;
- ограниченный верхний предел номинального напряжения (15-20 кВ);
- ограниченная пригодность для наружной установки [1].

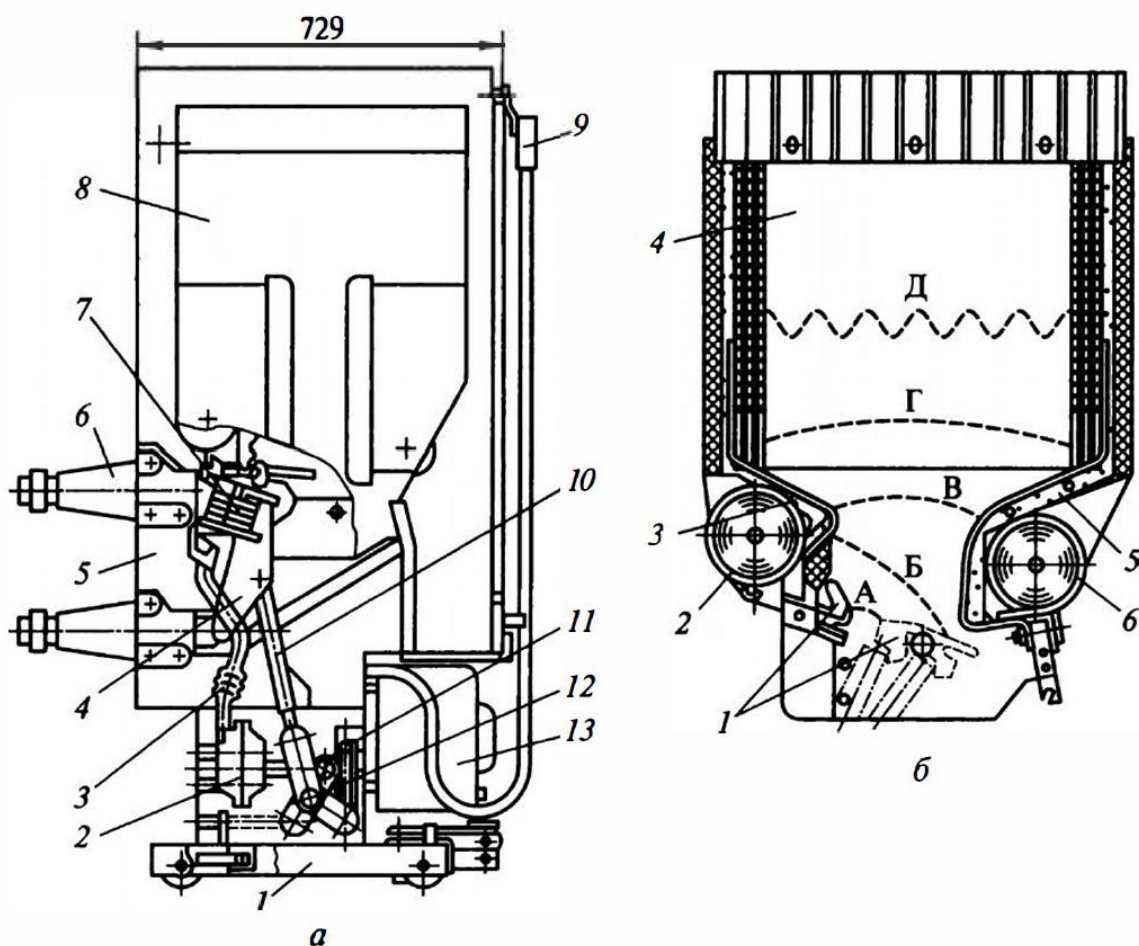


Рисунок 13 – Выключатель электромагнитный ВЭ-10-40:

а - общий вид: 1 - основание; 2 - электромагнит; 3 - медный рог; 4 - подвижные контакты; 5 - полюс выключателя; 6 - проходной изолятор; 7 - неподвижные контакты; 8 - дугогасительная камера; 9 - штепсельный разъем; 10 - изоляционная тяга; 11 - рычаги связи с валом выключателя; 12; 13 - привод; б - дугогасительная камера: 1 - дугогасительные контакты; 2 - электромагнит; 3, 5 - медные рога; 4 - гасительная камера; 6 - обмотка второго электромагнита; А, Б, В, Г, Д - положение дуги в процессе гашения.

Вакуумные выключатели.

Электрическая прочность вакуумного промежутка во много раз больше, чем воздушного при атмосферном давлении. Это свойство используется в вакуумных дугогасительных камерах КДВ (рисунок 14). Рабочие контакты имеют вид полных усеченных конусов с радиальными прорезями. Такая форма контактов при размыкании создает радиальное

электродинамическое усилие, заставляющее перемещаться дугу через зазоры на дугогасительные контакты. Материал контактов подобран так, чтобы уменьшить количество испаряющегося металла. Вследствие глубокого вакуума (10^{-4} - 10^{-6}) происходит быстрая диффузия заряженных частиц в окружающее пространство, и при первом переходе тока через нуль дуга гаснет.

Подвод тока к контактам осуществляется с помощью медных стержней. Подвижный контакт крепится к верхнему фланцу с помощью сильфона из нержавеющей стали. Металлические экраны служат для выравнивания электрического поля и для защиты керамического корпуса от напыления паров металла, образующихся при горении дуги. Экран крепится к корпусу камеры с помощью кольца. Поступательное движение верхнему контакту обеспечивается корпусом. Ход подвижного контакта составляет 12 мм.

На основе рассмотренной выше вакуумной дугогасительной камеры выпускаются выключатели напряжением 6-110 кВ с номинальным током до 3200 А и током отключения до 40 кА.

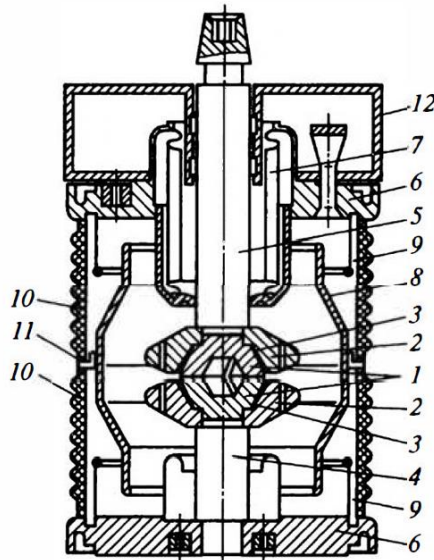


Рисунок 14 – Вакуумная дугогасительная камера КДВ-10-1600-20:

- 1 - рабочие контакты; 2 – дугогасительные контакты; 3 - зазоры;
- 4, 5- токоведущие стержни; 6 – верхний фланец; 7 - сильфон; 8, 9 - экраны;
- 10 - керамический корпус; 11 - крепежное кольцо; 12 – корпус [1].

Вакуумные выключатели 6- 10 кВ широко применяются для замены маломасляных и электромагнитных выключателей в комплектных распределительных устройствах, для чего они комплектуются на выкатных тележках (рисунок 15).

Дугогасительная камера укреплена на токовыводах в изоляционном каркасе и системой рычагов связана с приводом. При включении сначала происходит заводка пружинно-моторного привода до положения «Готов». После этого подается сигнал на включение на ИДУУ (индукционно-динамическое устройство управления), которое, разряжаясь, сбивает удерживающую защелку на приводе, пружины поворачивают кулачковый вал, который воздействует на рычаг вала выключателя. Вал, поворачиваясь, через систему рычагов и изоляционные тяги воздействует на подвижный контакт КДВ, выключатель включается. Отключение производится кнопкой отключения, которая выбивает удерживающую защелку, а отключающая пружина через систему рычагов возвращает подвижный контакт камеры в отключенное состояние. Управление выключателем может осуществляться вручную или дистанционно [1].

Вакуумные выключатели напряжением 110 кВ в каждом полюсе имеют четыре последовательно соединенные дугогасительные камеры КДВ, установленные на опорных изоляторах. Для равномерного распределения напряжения по разрывам применяются емкостные делители напряжения. Электромагнитный привод обеспечивает дистанционное управление выключателем.

Вакуумные выключатели устанавливаются для управления трансформаторами сталеплавильных печей, тяговых подстанций, насосных, на мощных экскаваторах.

Отключение мощных синхронных двигателей вызывает срез тока при быстром разрыве цепи, отключение малых индуктивных токов может привести к перенапряжению, поэтому вакуумные выключатели снабжаются

встроенными ограничителями перенапряжений или предусматривается установка ОПН (ограничитель перенапряжения) [1].

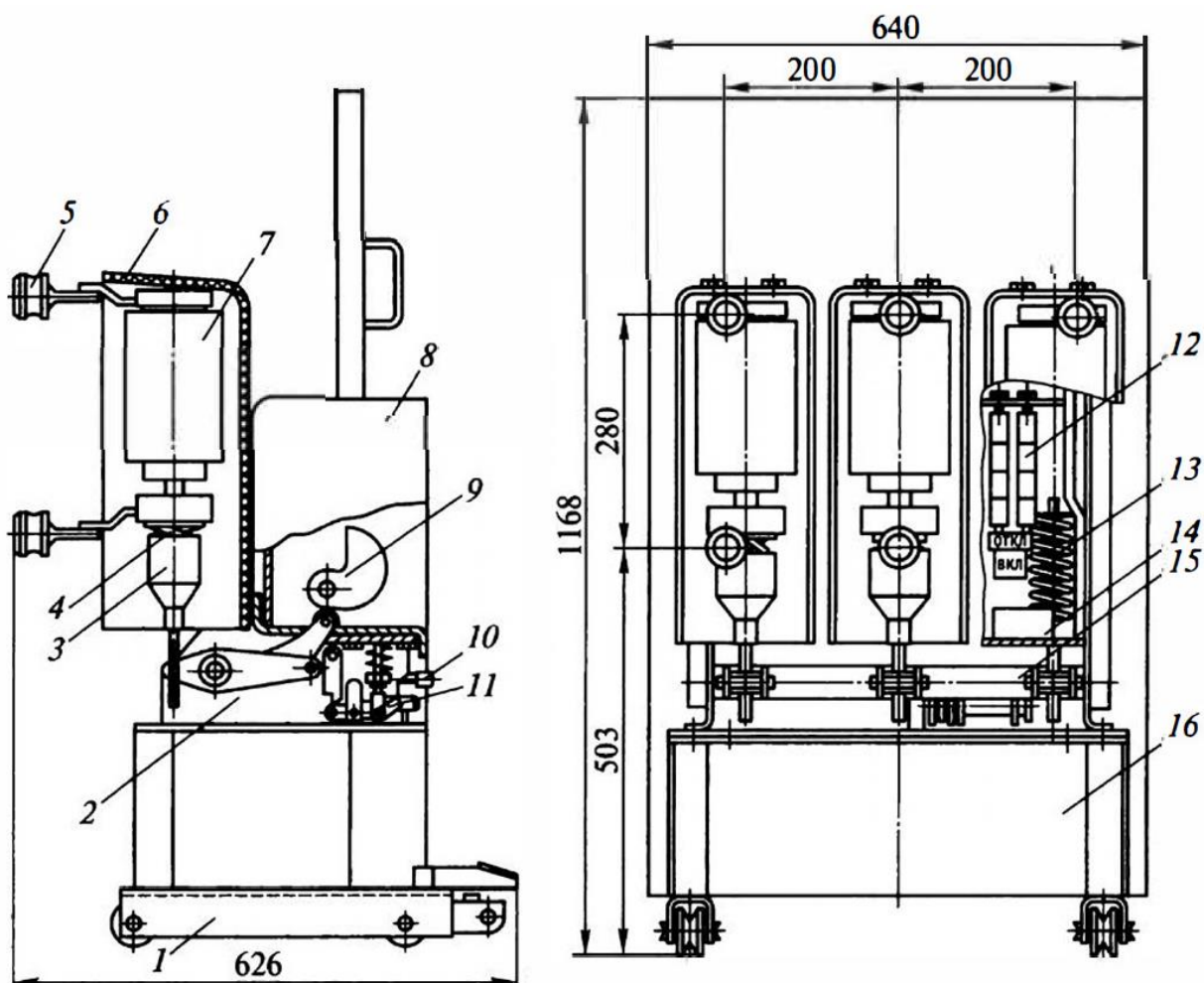


Рисунок 15 – Выключатель вакуумный ВВП-С-10-31,5/1600 УЗ:

1 - выкатная тележка; 2 - рама; 3 - изоляционные тяги; 4 - узел поджатия;
 5 - токовыводы; 6 - изоляционный каркас; 7 - вакуумная дугогасительная
 камера (КДВ); 8 - пружинно-моторный привод; 9 - кулачковый вал привода;
 10 - кнопка отключения; 11 - блок защелок; 12 - блок сигнализации; 13 -
 отключающая пружина; 14 - буфер; 15 - вал выключателя; 16 - индукционно-
 динамическое устройство управления (ИДУУ).

Достоинства вакуумных выключателей:

- простота конструкции;
- высокая степень надежности;
- высокая коммутационная износостойкость;
- малые размеры;

- пожаро- и взрывобезопасность;
- отсутствие загрязнения окружающей среды;
- малые эксплуатационные расходы.

Недостатки вакуумных выключателей:

- сравнительно небольшие номинальные токи и токи отключения;
- возможность коммутационных перенапряжений [1].

Элегазовые выключатели.

Элегаз SF_6 представляет собой инертный газ, плотность которого в 5 раз превышает плотность воздуха. Электрическая прочность элегаза в 2-3 раза выше прочности воздуха.

В элегазовых выключателях применяются автокомпрессионные дугогасительные устройства (рисунок 16). При отключении цилиндр вместе с контактом перемещается вниз, образуется разрыв между подвижным и неподвижными контактами и загорается дуга. Поршень остается неподвижным, поэтому при движении цилиндра вниз элегаз над поршнем сжимается, создается дутье в объем камеры и полый контакт, столб дуги интенсивно охлаждается, и она гаснет. При включении цилиндр перемещается вверх, контакт оказывается в верхней камере цилиндра и цепь замыкается.

Элегазовый выключатель представляет собой замкнутую систему без выброса газа наружу. Более эффективным является двустороннее дутье, именно такие дугогасительные камеры применяются в современных элегазовых выключателях, построенных на модульном принципе. Так, в выключателях на 110 кВ - один дугогасительный модуль, на 220 кВ - два, на 500 кВ - четыре. Соответственно меняется изоляция относительно земли [1].

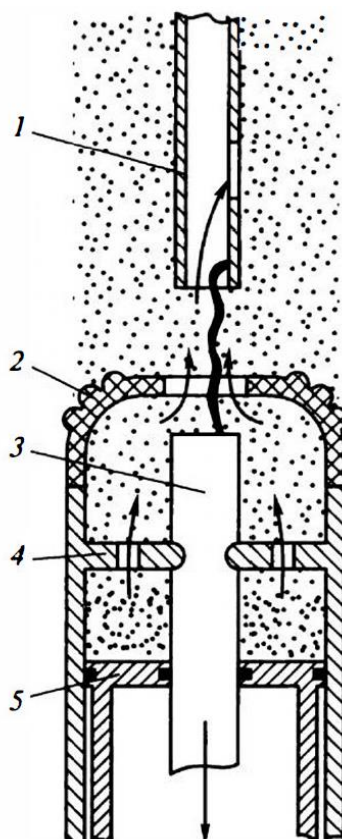


Рисунок 16 – Схема дугогасительного устройства элегазового выключателя с односторонним дутьем:

1 - неподвижный полый контакт; 2 - сопло из фторопласта; 3 – подвижный контакт; 4 - подвижный цилиндр; 5- поршень.

Новая серия баковых выключателей на 35 кВ позволяет иметь встроенные трансформаторы тока, что упрощает конструкцию распределительных устройств. Вводы и трансформаторы тока укреплены на баке, внутри которого находятся контактная и дугогасительная системы. Номинальное давление элегаза 0,45 МПа, при снижении давления до 0,33 МПа срабатывает сигнализация, а при 0,3 МПа выключатель отключается автоматически. Гашение дуги осуществляется за счет вращения электрической дуги в элегазе с помощью магнитного поля, созданного отключаемым током [1].

Баковые выключатели с элегазом на 110 кВ выпускаются фирмой АББ типа 145PM40, номинальный ток 3000 А, ток динамической устойчивости

100 кА, $t_{\text{откл}} = 0,05$ с. Дугогасительное устройство подобно рассмотренному выше (см. рисунок 16). На наружной части ввода располагаются трансформаторы тока.



Рисунок 17 – Баковый элегазовый выключатель типа 145PM40

Колонковые выключатели этой же фирмы типа LTB 145D1/B рассчитаны на напряжение 110 кВ, номинальный ток 3150 А, ток отключения 40 кА. В этой серии выпускаются выключатели напряжением до 800 кВ. Особенностью серии LTB являются: высокая сейсмостойкость, возможность работы в экстремальных условиях окружающей среды.

Колонковые выключатели с элегазом выпускаются ОАО «Уралэлектротяжмаш» на напряжение 110-500 кВ.

Для замены устаревших выключателей в КРУ типов К-Х, К-ХП, К-XXV, К-XXVI фирмой АББ производятся выкатные элементы с элегазовыми выключателями серий VF и HD2GT.

Достоинства элегазовых выключателей:

- пожаро- и взрывобезопасность;
- быстрота действия, высокая отключающая способность;
- малый износ дугогасительных контактов;

- возможность создания серий с унифицированными узлами (модулями);

- пригодность для наружной и внутренней установки.

Недостатки:

- необходимость специальных устройств для наполнения, перекачки и очистки SF₆;

- относительно высокая стоимость SF₆ [1].



Рисунок 18 – Выключатель элегазовый колонковый LTV 145D1/B

Контрольные вопросы

1. Какой коммутационный аппарат называют высоковольтным выключателем?

2. Классификация высоковольтных выключателей по принципу устройства.

3. Конструктивные особенности элегазовых выключателей.

4. Конструктивные особенности вакуумных выключателей.

5. Конструктивные особенности воздушных выключателей.
6. Конструктивные особенности масляных выключателей.
7. Конструктивные особенности электромагнитных выключателей.
8. Преимущества и недостатки различных типов выключателей.

Лабораторная работа №3

КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ

Цель работы: изучение конструктивных особенностей высоковольтных разъединителей и область их применения.

Теоретические сведения

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

При ремонтных работах разъединителем создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт [1].

Разъединители по числу полюсов могут быть одно- и трехполюсными, по роду установки - для внутренних и наружных установок, по конструкции - рубящего, поворотного, катящегося, пантографического и подвесного типа. По способу установки различают разъединители с вертикальным и горизонтальным расположением ножей [1].

Разъединители для внутренней установки.

Для внутренней установки могут использоваться однополюсные и трехполюсные разъединители.

Рассмотрим конструкцию однополюсного разъединителя РВО-10, представленного на рисунке 19.

По конструкции однополюсные разъединители серии РВО вертикально рубящего типа. Разъединитель состоит из цоколя, опорных изоляторов и контактной системы. Цоколь служит основанием для установки изоляторов и крепления разъединителя к опоре. На нем расположен болт заземления.

Контактная система состоит из двух неподвижных контактов и подвижных контактных ножей.

Во включенном положении контактные ножи разъединителей с номинальным током 1000 А запираются зацепом и удерживаются магнитными замками. Магнитный замок состоит из стальных пластин и пружин, расположенных снаружи медных контактных пластин ножа. Пружины, стремясь разжаться, создают необходимое контактное давление.

У разъединителей на токи 400 и 630 А в конструкцию магнитного замка входит скоба. Скоба магнитного замка и зацеп имеют ушко, в которое при включении и отключении разъединителя заводится палец изолированной штанги. Управление разъединителем осуществляется при помощи ручной изолированной штанги [7].

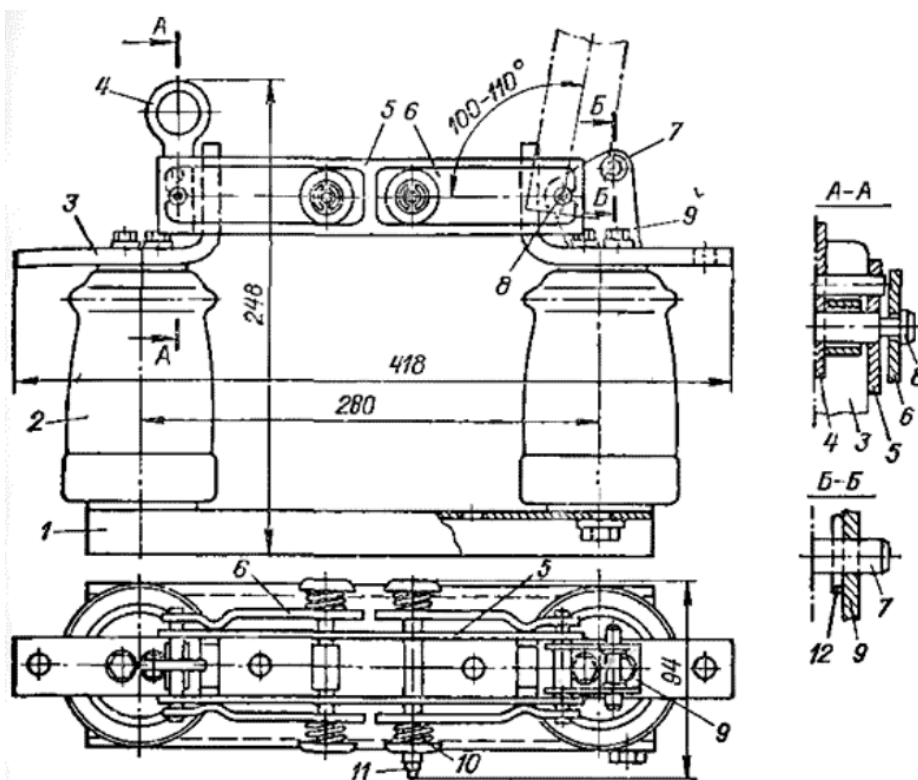


Рисунок 19 – Однополюсный разъединитель серии РВО 10 кВ, 630 А:

- 1 — рама; 2 — опорный изолятор; 3 — неподвижный контакт;
- 4 — ушко для пальца оперативной штанги; 5 — нож; 6 — пластины;
- 7 — ограничитель поворота ножа; 8 — ось поворота ножа; 9 — подшипник;

10 — контактная пружина; 11 — ось для присоединения изоляционной тяги, соединяющей нож с контактами вспомогательных цепей управления;
12 — шплинт [8].

Конструкция трехполюсного разъединителя рубящего типа для внутренней установки с двумя заземляющими ножами РВРЗ-2-20/8000 представлена на рисунке 20.

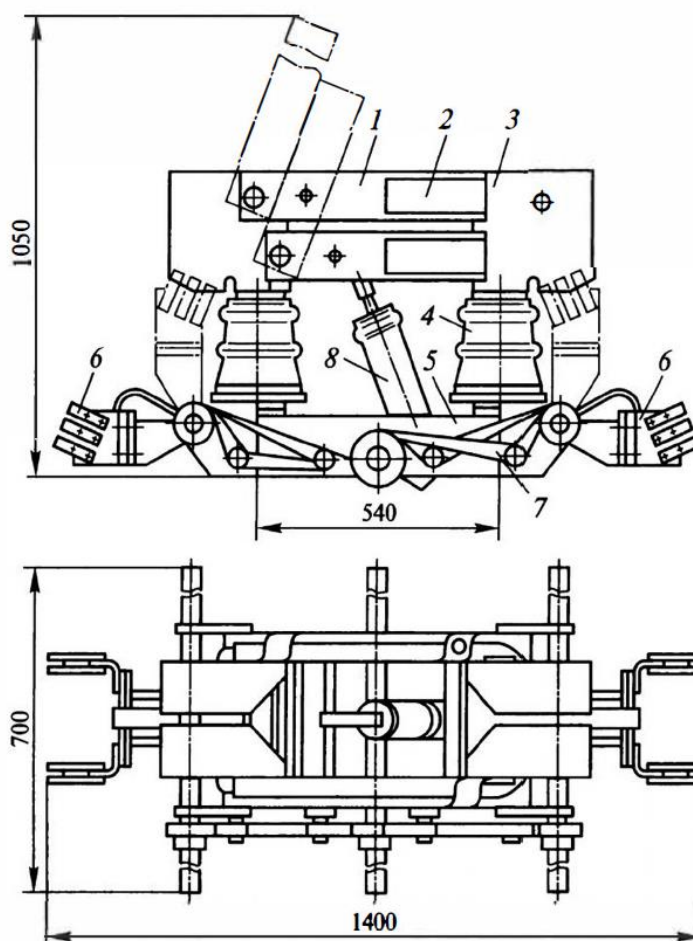


Рисунок 20 – Разъединитель рубящего типа для внутренней установки с двумя заземляющими ножами РВРЗ-2-20/8000 (один полюс):
1 - подвижные главные контакты; 2 - стальные пластины;
3 – неподвижный контакт; 4 - опорный изолятор; 5 - рама; 6 - заземляющие ножи; 7 – механическая блокировка между главными и заземляющими ножами; 8 - фарфоровая тяга [1].

Разъединители для наружной установки.

Разъединители, устанавливаемые в открытых распределительных устройствах, должны обладать соответствующей изоляцией и надежно выполнять свои функции в неблагоприятных условиях окружающей среды [1].

Рассмотрим конструктивные особенности разъединителя горизонтально-поворотного типа РГ-220, представленном на рисунке 21.

В данных разъединителях применены высокопрочные фарфоровые и полимерные изоляторы, рекомендованные ПАО «ФСК ЕЭС». Изоляция разъединителей РГ выдерживает высокие испытательные напряжения грозового импульса относительно земли и между полюсами, поэтому они могут эксплуатироваться в высокогорных районах. Все контактные соединения токоведущего контура имеют покрытие гальваническим оловом или серебром, в разъемных контактах применено пластинчатое серебро с механическим ресурсом 10000 циклов. В разъединителях РГ имеются необходимые средства защиты контактных частей для обеспечения надежной работы в условиях сильного обледенения (30 мм). Заземлители имеют надежную фиксацию во включенном положении от сил отброса при токах КЗ. Имеется механическая блокировка. При оперировании требуются минимальные усилия за счет использования во всех узлах трения необслуживаемых подшипниковых узлов с закрытыми шарикоподшипниками и шарнирных соединений, не требующих смазки. Разъединители оснащены электродвигательными приводами ПД—14 или ручными приводами ПРГ—6 [9].

В установках 330 кВ и выше находят применение разъединители полупантографные с горизонтальным разъемом серии РПГ. На рисунке 22 показан разъединитель во включенном положении. Контактный нож со стоит из двух полуножей, складывающихся в вертикальной плоскости в процессе отключения. Такое положение полуножей в отключенном положении уменьшает общую высоту разъединителя. Первый полунож состоит из

алюминиевой трубы, к которой привариваются вилка и шина. Второй полунож также из алюминиевой трубы, к которой приваривается корпус скользящего контакта и контактная пластина с напайками из серебра, обеспечивающими малое переходное сопротивление в неподвижном контакте. Разъединители серии РПГ снабжаются двигательными приводами ПДГ-25-8 (с одним заземлителем) и ПДГ-26-8 (с двумя заземлителями) [1].

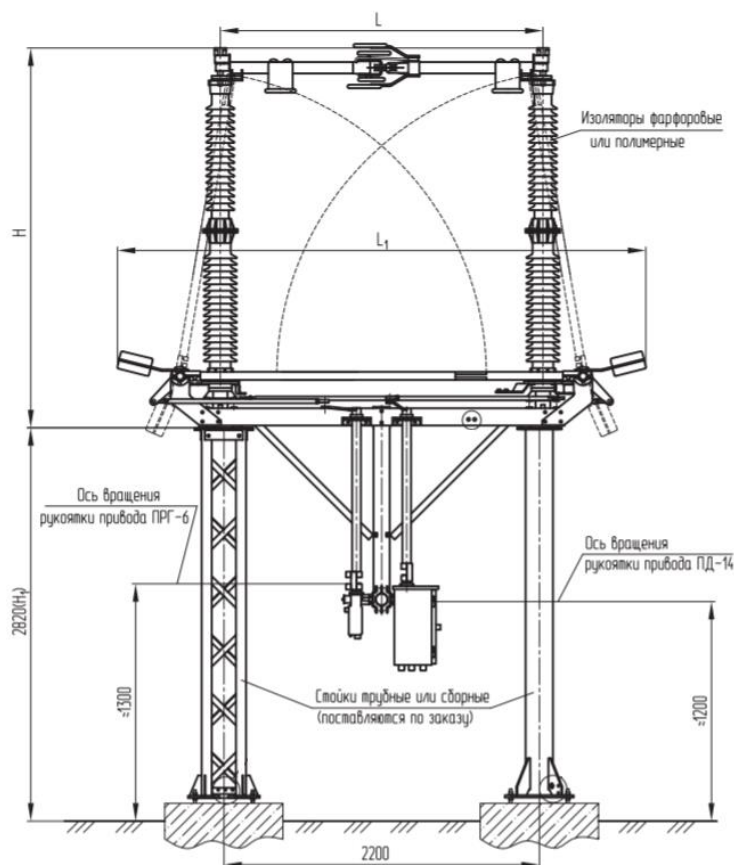


Рисунок 21 – Разъединитель горизонтально-поворотного типа
РГ(Н)(П)-220 [9].

Подвесной разъединитель имеет подвижную контактную систему, состоящую из груза, снабженного пружинящими лапами и контактными наконечниками, к которым приварены токопроводы.

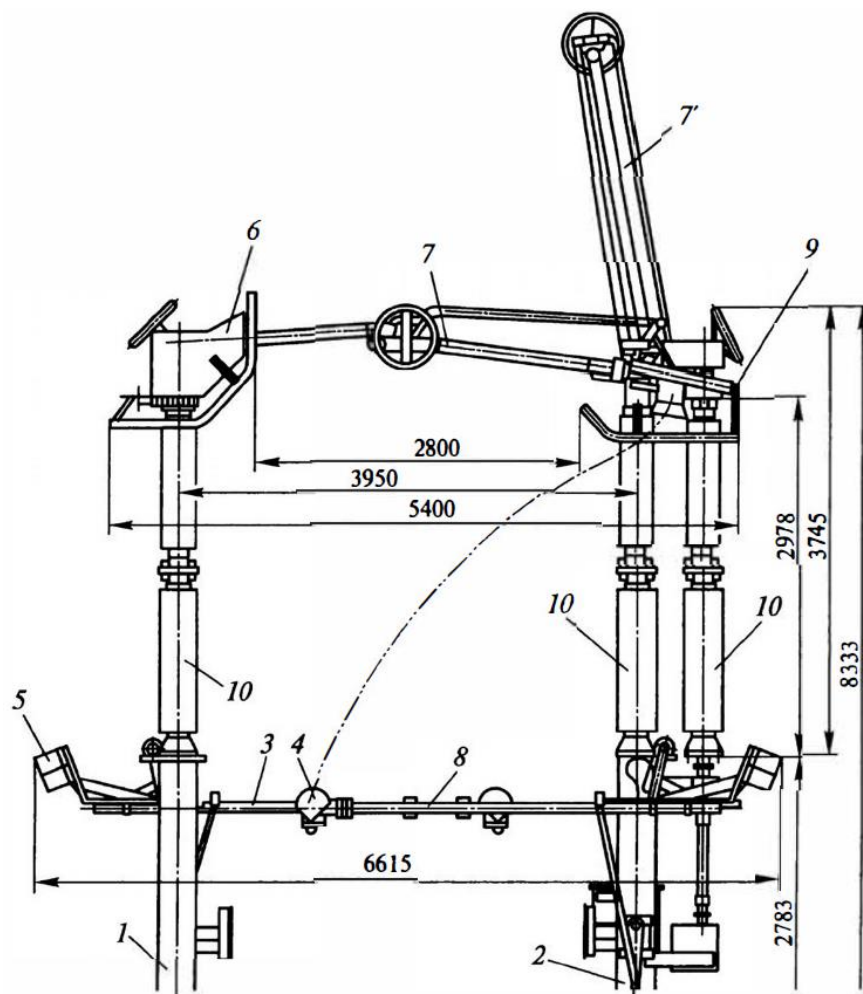


Рисунок 22 – Разъединитель полупантографный РПГ.2-330/3150УХЛ1:
 1, 2 - стойки; 3 - труба; 4 - кожух; 5 - противовес; 6 - неподвижный контакт;
 7 - контактный нож во включенном положении; 7' - контактный нож в
 отключенном положении; 8 - заземлитель; 9 - контактный вывод;
 10 - изолирующие колонки [1].

Вся эта система подвешена на гирляндах изоляторов к portalу. Неподвижный контакт в виде кольца может устанавливаться на шинной изоляционной опоре, а также на измерительных трансформаторах тока и напряжения. Тросовая система управления состоит из электродвигательного привода, троса, противовеса, блоков. В отключенном положении подвижный контакт поднят. При включении разъединителя вращением барабана привода поднимается вверх противовес, а подвижные контакты под действием

собственного веса опускаются вниз и наконечники приходят в соприкосновение с кольцом - цепь замкнута [1].

Подвесной разъединитель представлен на рисунке 23.

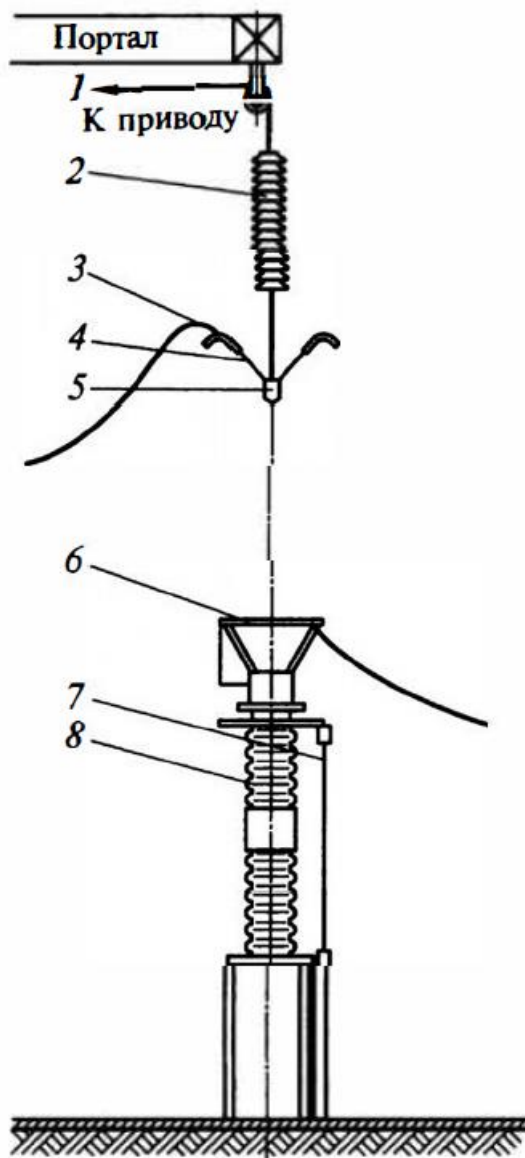


Рисунок 23 - Разъединитель подвесного типа (РПН):

- 1 - трос от привода; 2 – гирлянда изоляторов;
- 3 - контактные наконечники; 4 - пружинящие лапы; 5 - груз;
- 6 - неподвижный контакт в виде кольца;
- 7 - заземляющий нож; 8 - трансформатор тока [1].

Контрольные вопросы

1. Какой коммутационный аппарат называют разъединителем?
2. Что создается разъединителем между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт?
3. На какие группы делятся разъединители по числу полюсов? По роду установки?
4. Управление разъединителем.
5. Типы разъединителей.
6. Разъединители горизонтально-поворотного типа.
7. Подвесные разъединители.

Лабораторная работа №4

КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Цель работы: изучение принципа действия и конструктивного исполнения трансформаторов тока.

Теоретические сведения

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформатор тока имеет замкнутый магнитопровод (рисунок 24, а) и две обмотки - первичную и вторичную. Первичная обмотка включается последовательно в цепь измеряемого тока I_1 , ко вторичной обмотке присоединяются измерительные приборы, обтекаемые током I_2 [1].

Трансформаторы тока для внутренней установки до 35 кВ имеют литую эпоксидную изоляцию.

По типу первичной обмотки различают катушечные (на напряжение до 3 кВ включительно), одновитковые и многовитковые трансформаторы.

На рисунке 24, б схематично показано выполнение магнитопроводов и обмоток, а на рисунке 24, в - внешний вид трансформатора тока ТПОЛ-20 (проходной, одновитковый, с литой изоляцией на 20 кВ). В этих трансформаторах токоведущий стержень, проходящий через «окна» двух магнитопроводов, является одним витком первичной обмотки.

Одновитковые трансформаторы тока изготавливаются на первичные токи 600 А и более; при меньших токах МДС первичной обмотки $I_1 w_1$ окажется недостаточной для работы с необходимым классом точности. Трансформатор ТПОЛ-20 имеет два магнитопровода, на каждый из которых намотана своя вторичная обмотка. Классы точности этих трансформаторов тока 0,5; 3 и Р.

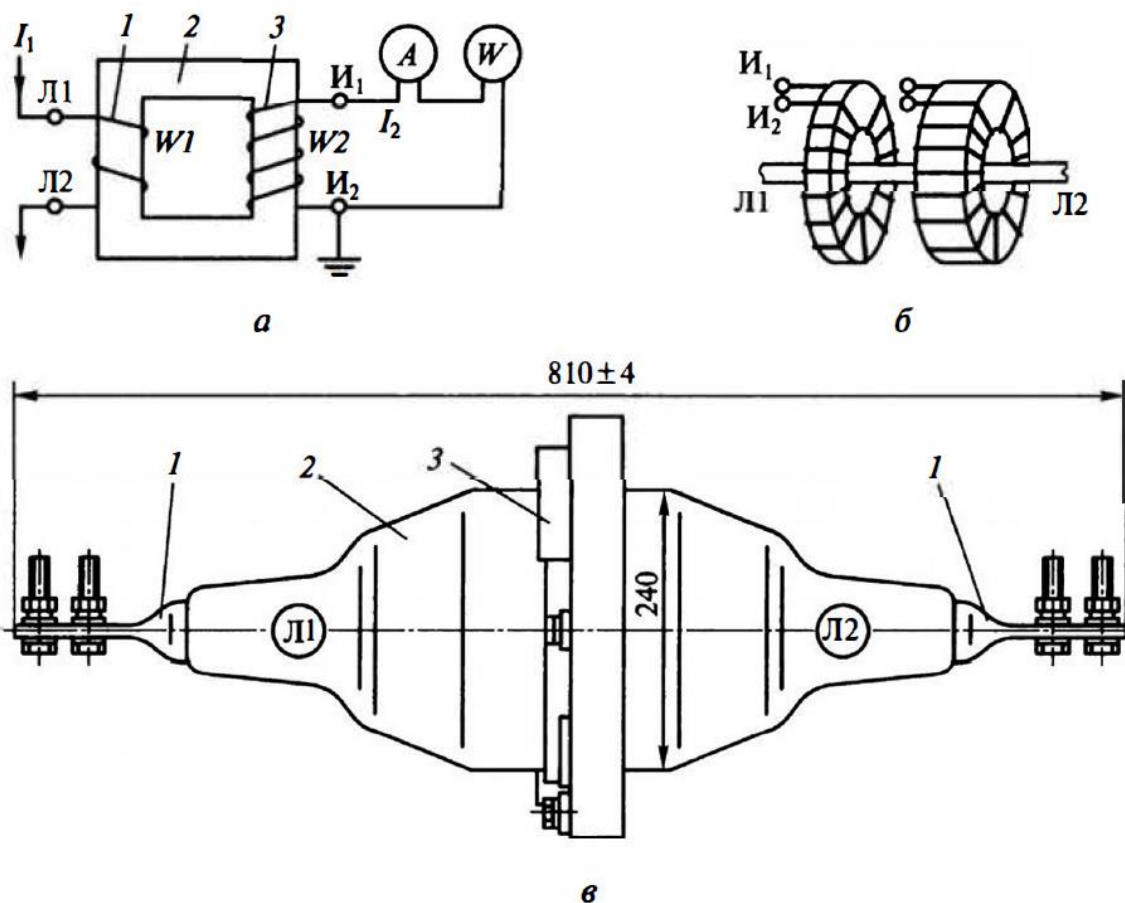


Рисунок 24 – Трансформатор тока:

а - принципиальная схема многovitкового трансформатора тока: 1 – первичная обмотка; 2 - магнитопровод; 3 - вторичная обмотка;

б – принципиальная схема одновиткового трансформатора тока; в - конструкция ТПОЛ-20: 1 – вывод первичный; 2 - эпоксидная литая изоляция; 3 - выводы вторичной обмотки [1].

Магнитопроводы вместе с обмотками заливаются компаундом на основе эпоксидной смолы, который после затвердения образует монолитную массу. Такие трансформаторы тока имеют значительно меньшие размеры, чем трансформаторы с фарфоровой изоляцией, выпускавшиеся ранее, и обладают высокой электродинамической стойкостью.

Рассматриваемый трансформатор тока в распределительном устройстве выполняет одновременно роль проходного изолятора.

При токах, меньших 600 А, применяются многовитковые трансформаторы тока ТПЛ, у которых первичная обмотка состоит из нескольких витков, количество которых определяется необходимой МДС [1].

На рисунке 25 показан внешний вид трансформатора тока ТПЛ-СВЭЛ-10 производства группы компаний СВЭЛ.



Рисунок 25 – Трансформатор тока ТПЛ-СВЭЛ-10 [10].

На большие номинальные первичные токи применяются трансформаторы тока, у которых роль первичной обмотки выполняет шина, проходящая внутри трансформатора. На рисунке 26 показан трансформатор тока ТШЛ-20 (шинный, с литой изоляцией, на 20 кВ и токи 6000-18 000 А). Эти трансформаторы представляют собой кольцеобразный эпоксидный блок с залитым в нем магнитопроводом и вторичными обмотками. Первичной обмоткой является шина токопровода. В изоляционный блок залито экранирующее силуминовое кольцо, электрически соединенное с шиной с

помощью пружины. Электродинамическая стойкость таких трансформаторов тока определяется устойчивостью шинной конструкции [1].

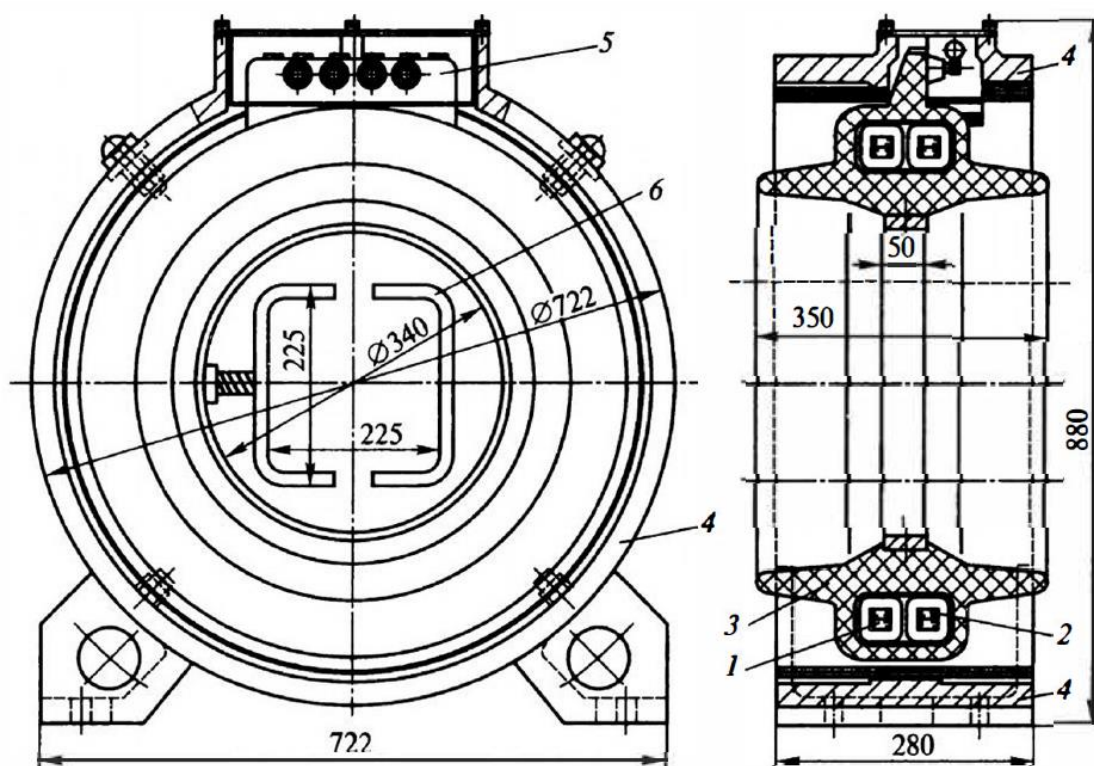


Рисунок 26 - Трансформатор тока ТШЛ-20:

- 1 - магнитопровод класса 0,5; 2 - магнитопровод класса Р;
 3 - литой эпоксидный блок; 4 - корпус; 5 - коробка выводов вторичных обмоток; 6 – токоведущая шина [1].

Для наружной установки выпускаются трансформаторы тока опорного типа в фарфоровом корпусе с бумажно-масляной изоляцией типа ТФЗМ (рисунок 27). В полом фарфоровом изоляторе, заполненном маслом, расположены обмотки и магнитопровод трансформатора. Конструктивно первичная и вторичная обмотки напоминают два звена цепи (буква З в обозначении типа). Первичная обмотка состоит из двух секций, которые с помощью переключателя могут быть соединены последовательно или параллельно, чем достигается изменение номинального коэффициента трансформации в отношении 1:2. На фарфоровой крышке установлен

металлический маслорасширитель, воспринимающий колебания уровня масла. Силикагелевый влагопоглотитель предназначен для поглощения влаги наружного воздуха, с которым сообщается внутренняя полость маслорасширителя. Обмотки и фарфоровая покрывка крепятся к стальному цоколю. Коробка выводов вторичных обмоток герметизирована. Снизу к ней крепится кабельная муфта, в которой разделан кабель вторичных цепей.

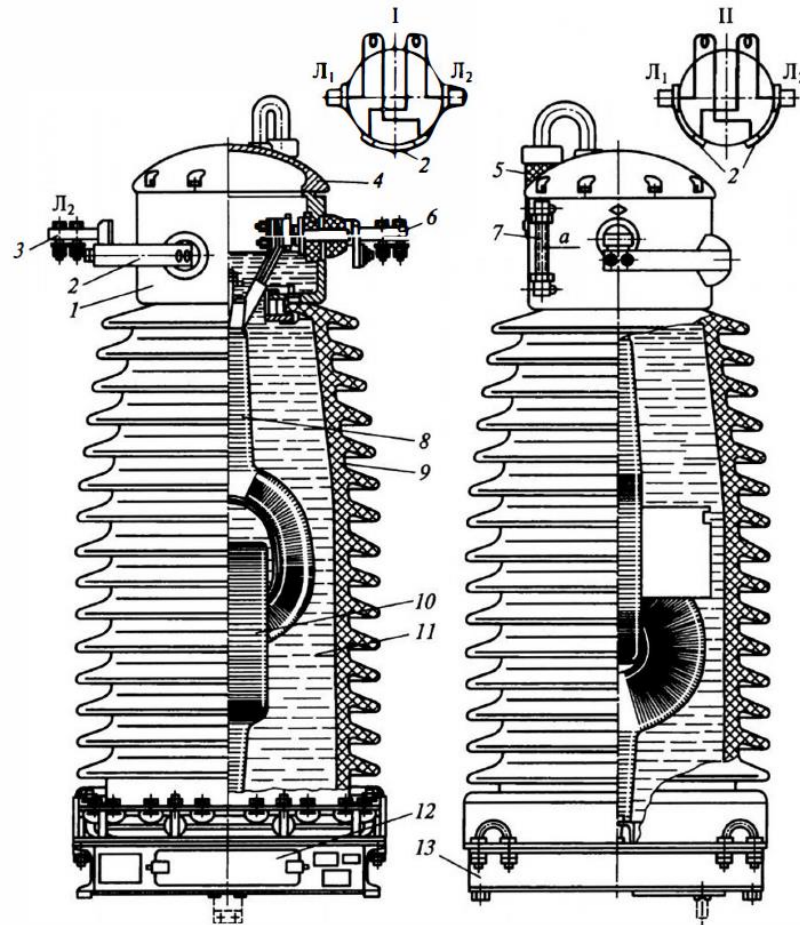


Рисунок 27 – Трансформатор тока ТФЗМ:

- 1 - маслорасширитель; 2 - переключатель первичной обмотки; 3 - ввод L_2 ;
 4- крышка; 5 - влагопоглотитель; 6 - ввод L_1 ; 7 - маслоуказатель; 8 –
 первичная обмотка; 9 - фарфоровая покрывка; 10 - магнитопровод с
 вторичной обмоткой; 11 - масло; 12- коробка выводов вторичных обмоток;
 13 – цоколь;

I - положение переключателя при последовательном соединении обмоток;
 II - положение переключателя при параллельном соединении обмоток [1].

Трансформаторы ТФЗМ имеют один магнитопровод с обмоткой класса 0,5 и два-три магнитопровода с обмотками для релейной защиты. Чем выше напряжение, тем труднее осуществить изоляцию первичной обмотки, поэтому на напряжение 330 кВ и более изготавливаются трансформаторы тока каскадного типа. Наличие двух каскадов трансформации (двух магнитопроводов с обмотками) позволяет выполнить изоляцию обмоток каждой ступени не на полное напряжение, а на его половину.

В установках 330 кВ и более применяются каскадные трансформаторы тока ТФРМ с рымовидной обмоткой, расположенной внутри фарфорового изолятора, заполненного трансформаторным маслом. В таких трансформаторах имеются четыре-пять вторичных обмоток на классы точности 0,2; 0,5 и Р.

Встроенные трансформаторы тока применяются в установках 35 кВ и более. В вводы высокого напряжения масляных выключателей и силовых трансформаторов встраиваются магнитопроводы со вторичными обмотками. Первичной обмоткой является токоведущий стержень ввода. При небольших первичных токах класс точности этих трансформаторов тока 3 или 10. При первичных токах 1000-2000 А возможна работа в классе точности 0,5. Вторичные обмотки встроенных трансформаторов тока имеют отпайки, позволяющие регулировать коэффициент трансформации в соответствии с первичным током. Для встраивания в масляные выключатели применяются трансформаторы тока серий ТВ, ТВС, ТВУ. Каждому типу масляного бакового выключателя соответствует определенный тип трансформатора тока, паспортные данные которых приводятся в каталогах выключателей и в справочниках. Для встраивания в силовые трансформаторы или автотрансформаторы применяются трансформаторы тока серии ТВТ.

Кроме рассмотренных типов трансформаторов тока выпускаются специальные конструкции для релейных защит: трансформаторы тока нулевой последовательности ТНП, ТНПШ, ТЗ, ТЗЛ; быстронасыщающиеся

трансформаторы ТКБ; трансформаторы для поперечной дифференциальной защиты генераторов ТШЛО [1].

Контрольные вопросы

1. Что называют трансформатором тока?
2. Назначение трансформатора тока.
3. Конструктивное исполнение трансформатора тока.
4. На какие токи применяются трансформаторы тока, у которых роль первичной обмотки выполняет шина, проходящая внутри трансформатора?
5. Чем достигается изменение номинального коэффициента трансформации?
6. Какие серии трансформаторов тока применяются для встраивания в масляные выключатели?

Лабораторная работа №5

КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЯ

Цель работы: изучение принципа действия и конструктивного исполнения трансформаторов напряжения.

Теоретические сведения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Схема включения однофазного трансформатора напряжения показана на рисунке 28, первичная обмотка включена на напряжение сети U_1 , а ко вторичной обмотке (напряжение U_2) присоединены параллельно катушки измерительных приборов и реле. Для безопасности обслуживания один выход вторичной обмотки заземлен. Трансформатор напряжения в отличие от трансформатора тока работает в режиме, близком к холостому ходу, так как сопротивление параллельных катушек приборов и реле большое, а ток, потребляемый ими, невелик [1].

По конструкции различают трехфазные и однофазные трансформаторы. Трехфазные трансформаторы напряжения применяются при напряжении до 18 кВ, однофазные - на любые напряжения. По типу изоляции трансформаторы могут быть сухими, масляными и с литой изоляцией.

Обмотки сухих трансформаторов выполняются проводом ПЭЛ, а изоляцией между обмотками служит электрокартон. Такие трансформаторы применяются в установках до 1000 В (НОС-0,5 - трансформатор напряжения однофазный, сухой, на 0,5 кВ) [1].

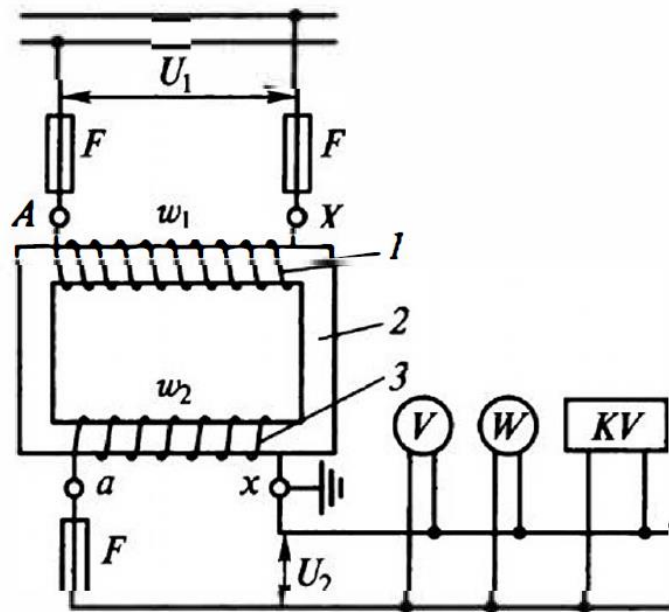


Рисунок 28 – Схема включения трансформатора напряжения:

1 - первичная обмотка; 2 - магнитопровод; 3 - вторичная обмотка [1]

Внешний вид трансформатора напряжения НОС-0,5 приведен на рисунке 29.



Рисунок 29 – Трансформатор напряжения НОС-0,5 [11]

Трансформаторы напряжения с масляной изоляцией применяются на напряжение 6-1150 кВ в закрытых и открытых распределительных

устройствах. В этих трансформаторах обмотки и магнитопровод залиты маслом, которое служит для изоляции и охлаждения.

Следует отличать однофазные двухобмоточные трансформаторы НОМ-6, НОМ-10, НОМ-15, НОМ-35 от однофазных трехобмоточных ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-35.

Схема обмоток первых показана на рисунке 30, а. Такие трансформаторы имеют два ввода ВН и два ввода НН, их можно соединить по схемам открытого треугольника, звезды, треугольника.

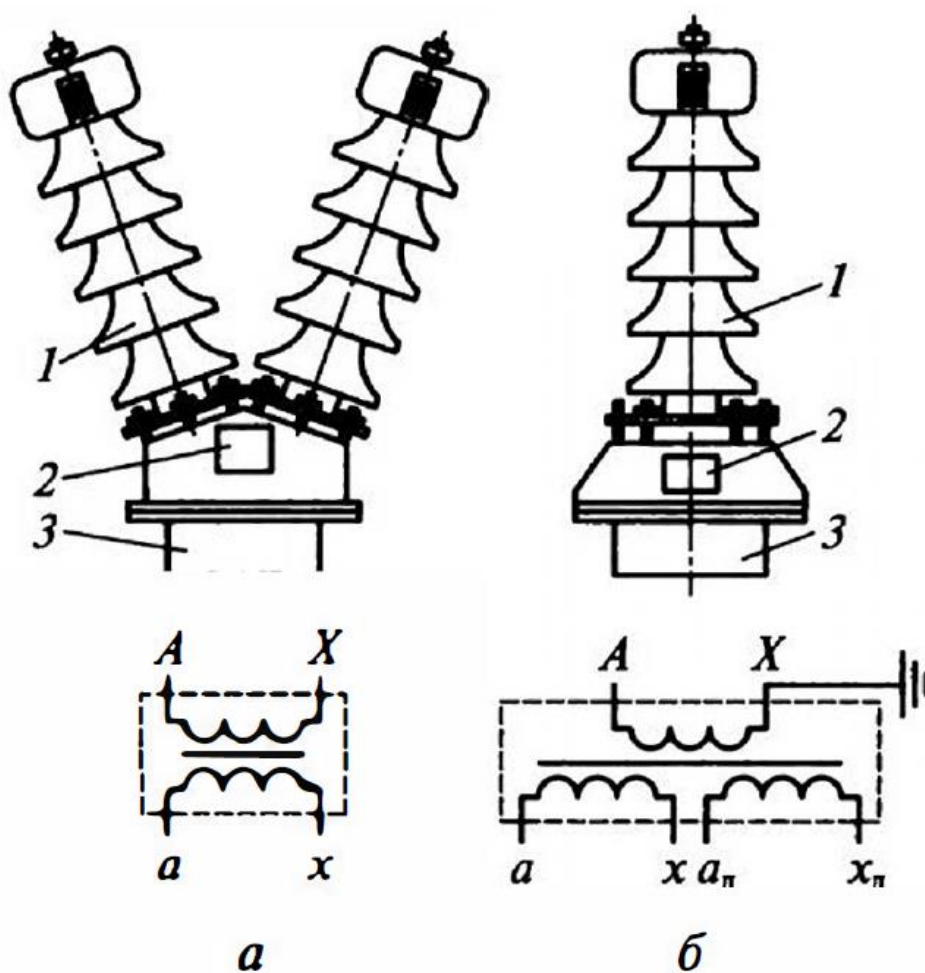


Рисунок 30 – Трансформаторы напряжения однофазные масляные:
 а - типа НОМ-35; б - типа ЗНОМ-35; 1 - ввод высокого напряжения;
 2 - коробка вводов НН; 3 – бак [1]

У трансформаторов второго типа (рисунок 30, б) один конец обмотки ВН заземлен, единственный ввод ВН расположен на крышке, а вводы НН - на

боковой стенке бака. Обмотка ВН рассчитана на фазное напряжение, основная обмотка НН - на $100 / \sqrt{3}$ В, дополнительная обмотка - на $100/3$ В. Такие трансформаторы называются заземляемыми.

Трансформаторы типов ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-24 устанавливаются в комплектных шинопроводах мощных генераторов. Для уменьшения потерь от намагничивания их баки выполняются из немагнитной стали.

На рисунке 31 показана установка такого трансформатора в комплектном токопроводе. Трансформатор с помощью ножевого контакта, расположенного на вводе ВН, присоединяется к пружинящим контактам, закрепленным на токопроводе, закрытом экраном. К патрубку со смотровыми люками болтами прикреплена крышка трансформатора. Таким образом, ввод ВН трансформатора находится в закрытом отростке экрана токопровода. Зажимы обмоток НН выведены на боковую стенку бака и закрываются отдельным кожухом.

В установках 110 кВ и выше применяются трансформаторы напряжения каскадного типа НКФ. В этих трансформаторах обмотка ВН равномерно распределяется по нескольким магнитопроводам, благодаря чему облегчается ее изоляция. Трансформатор НКФ-110 (рисунок 32) имеет двухстержневой магнитопровод, на каждом стержне которого расположена обмотка ВН, рассчитанная на $U_{\phi}/2$. Так как общая точка обмотки ВН соединена с магнитопроводом, то он по отношению к земле находится под потенциалом $U_{\phi}/2$. Обмотки ВН изолируются от магнитопровода также на $U_{\phi}/2$. Обмотки НН (основная и дополнительная) намотаны на нижнем стержне магнитопровода. Для равномерного распределения нагрузки по обмоткам ВН служит обмотка связи П. Такой блок, состоящий из магнитопровода и обмоток, помещается в фарфоровую рубашку и заливается маслом.

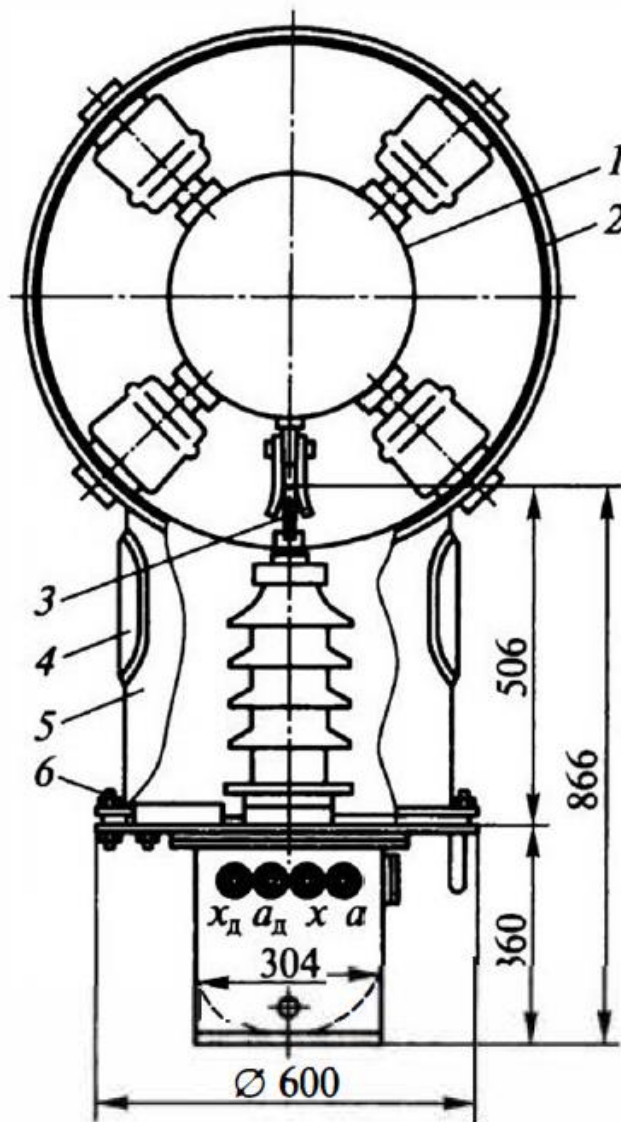


Рисунок 31 – Установка трансформатора напряжения ЗНОМ-20 в комплектном токопроводе:

- 1 - токопровод; 2 - экран; 3 – ножевой контакт; 4 - смотровой лючок;
5 - патрубок; 6 - крепежные болты [1]

Трансформаторы напряжения (TV) на 220 кВ состоят из двух блоков, установленных один над другим, т. е. имеют два магнитопровода и четыре ступени каскадной обмотки ВН с изоляцией на $U_{\phi}/4$. Трансформаторы напряжения НКФ-330 и НКФ-500 соответственно имеют три и четыре блока, т. е. шесть и восемь ступеней обмотки ВН.

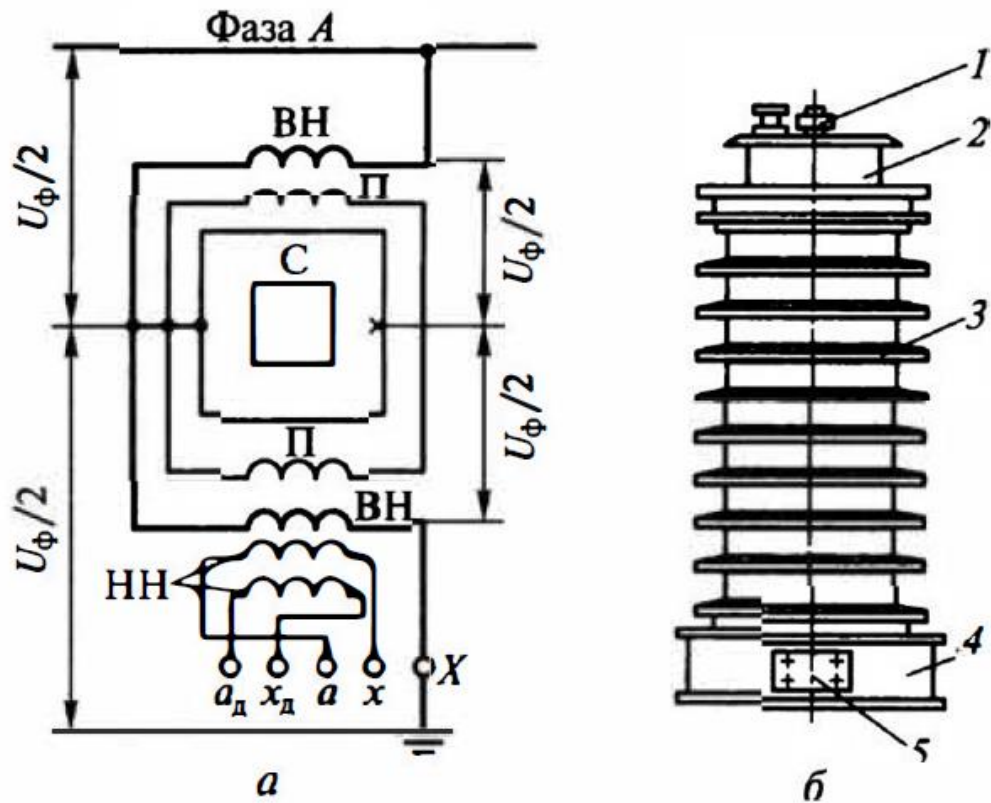


Рисунок 32 - Трансформатор напряжения НКФ-110:

а - схема; б - конструкция: 1 - ввод высокого напряжения; 2 - маслорасширитель; 3 - фарфоровая рубашка; 4 - основание; 5 - коробка вводов НН [1]

Чем больше каскадов обмотки, тем больше их активное и реактивное сопротивление, возрастают погрешности, и поэтому трансформаторы НКФ-330, НКФ-500 выпускаются только в классах точности 1 и 3. Кроме того, чем выше напряжение, тем сложнее конструкция трансформаторов напряжения, поэтому в установках 500 кВ и выше применяются трансформаторные устройства с емкостным отбором мощности, присоединенные к конденсаторам высокочастотной связи С1 с помощью конденсатора отбора мощности С2 (рисунок 33, а). Напряжение, снимаемое с С2 (10-15 кВ), подается на трансформатор TV, имеющий две вторичные обмотки, которые соединяются по такой же схеме, как и у трансформаторов НКФ или ЗНОМ.

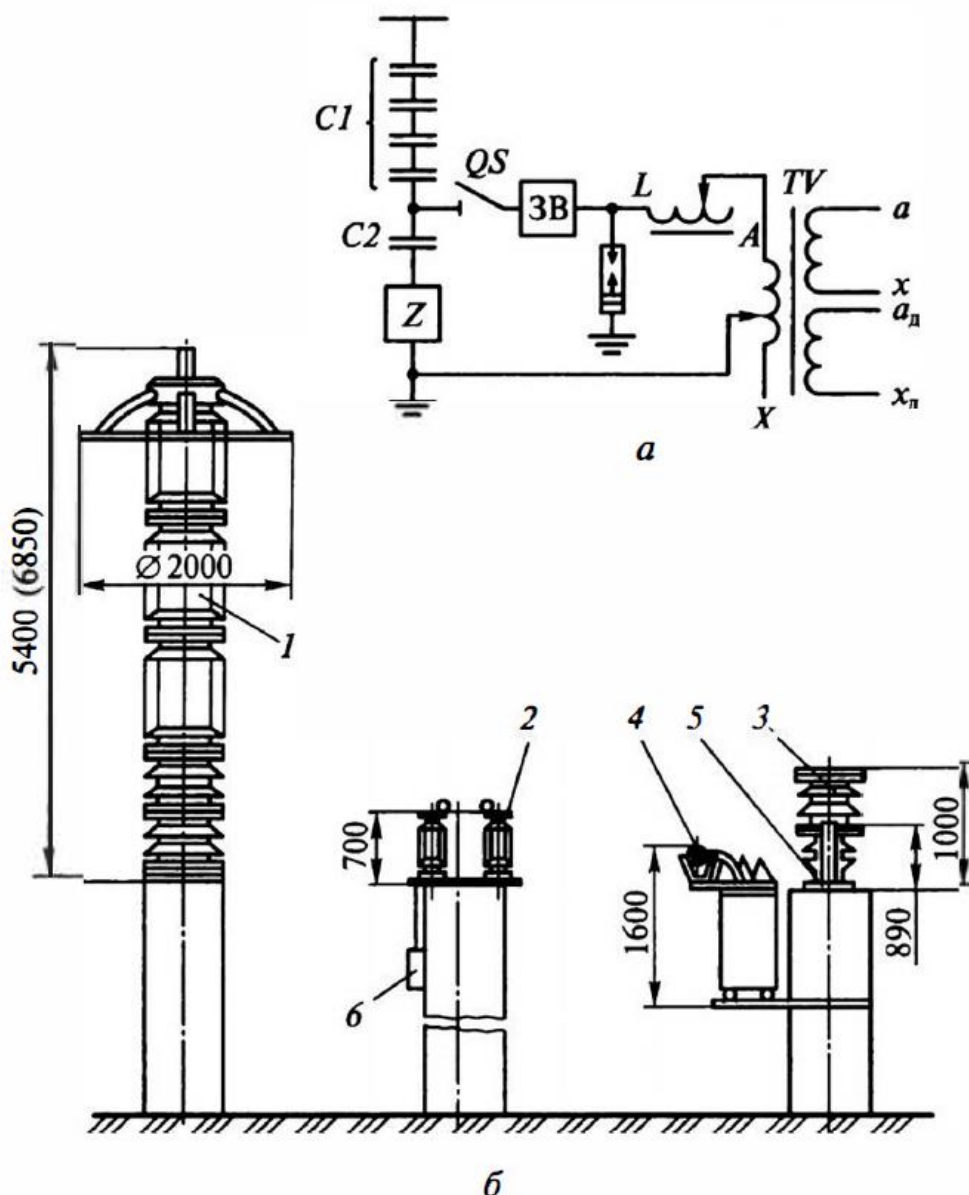


Рисунок 33 - Трансформатор напряжения НДЕ:

а - схема; б - установка НДЕ-500-72: 1 - делитель напряжения; 2 - разъединитель; 3 - трансформатор напряжения и дроссель; 4 - заградитель высокочастотный; 5 - разрядник; 6 – привод [1]

Для увеличения точности работы в цепь его первичной обмотки включен дроссель L , с помощью которого контур отбора напряжения настраивается в резонанс с конденсатором $C2$. Дроссель L и трансформатор TV встраиваются в общий бак и заливаются маслом. Заградитель $ЗВ$ не пропускает токи высокой частоты в трансформатор напряжения. Фильтр присоединения Z предназначен для подключения высокочастотных постов

защиты. Такое устройство получило название емкостного трансформатора напряжения НДЕ. На рисунке 33, б показана установка НДЕ-500-72.

При надлежащем выборе всех элементов и настройке схемы устройство НДЕ может быть выполнено на класс точности 0,5 и выше. Для установок 750 и 1150 кВ применяются трансформаторы НДЕ-750 и НДЕ-1150 [1].

Контрольные вопросы

1. Что называют трансформатором напряжения?
2. Назначение трансформатора напряжения.
3. Конструктивное исполнение трансформатора напряжения.
4. Где устанавливаются трансформаторы типов ЗНОМ-15, ЗНОМ-20, ЗНОМ-24?
5. Для чего в цепь первичной обмотки трансформатора напряжения НДЕ включен дроссель L?

Лабораторная работа №6

КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ТОКОПРОВОДОВ

Цель работы: изучение конструктивных особенностей и области применения токопроводов.

Теоретические сведения

Токопровод – устройство, выполненное в виде шин или проводов с изоляторами и поддерживающими конструкциями, предназначенное для передачи и распределения электрической энергии в пределах электростанции, подстанции или цеха [12].

Токопроводы для электрического соединения трехфазного переменного тока генераторов с повышающими блочными силовыми трансформаторами, также с силовыми трансформаторами собственных нужд и другими электрическими аппаратами главной цепи ТЭЦ, ГРЭС, АЭС называются токопроводами генераторного напряжения.

Токопроводы для электрического соединения трехфазного переменного тока силовых трансформаторов собственных нужд на электростанциях со стороны напряжения 6-10 кВ со шкафами комплектных распределительных устройств называются токопроводами собственных нужд [13].

Электрическое соединение генераторов и трансформаторов с распределительным устройством 6-10 кВ может быть выполнено гибким токопроводом (рисунок 34). Такие токопроводы состоят из пучков алюминиевых проводов, равномерно распределенных по окружности, для чего их закрепляют в кольцах-обоймах. Кольца с токоведущими проводами крепятся к сталеалюминиевым проводам, воспринимающим механическую нагрузку. Число проводов определяется расчетом с учетом экономической плотности тока. Несущие провода подвешены на натяжных гирляндах к стене главного корпуса и к опорам. Расстояние между кольцами-обоймами принимается 1 м. Переход от гибких проводов к линейным выводам в стене

главного корпуса и ГРУ выполняется с помощью специальной концевой разделки. Расстояние между фазами гибкого токопровода составляет 3 м. Гибкие токопроводы надежны в работе, просты в изготовлении и имеют небольшую стоимость. Это привело к широкому применению их на ТЭЦ.

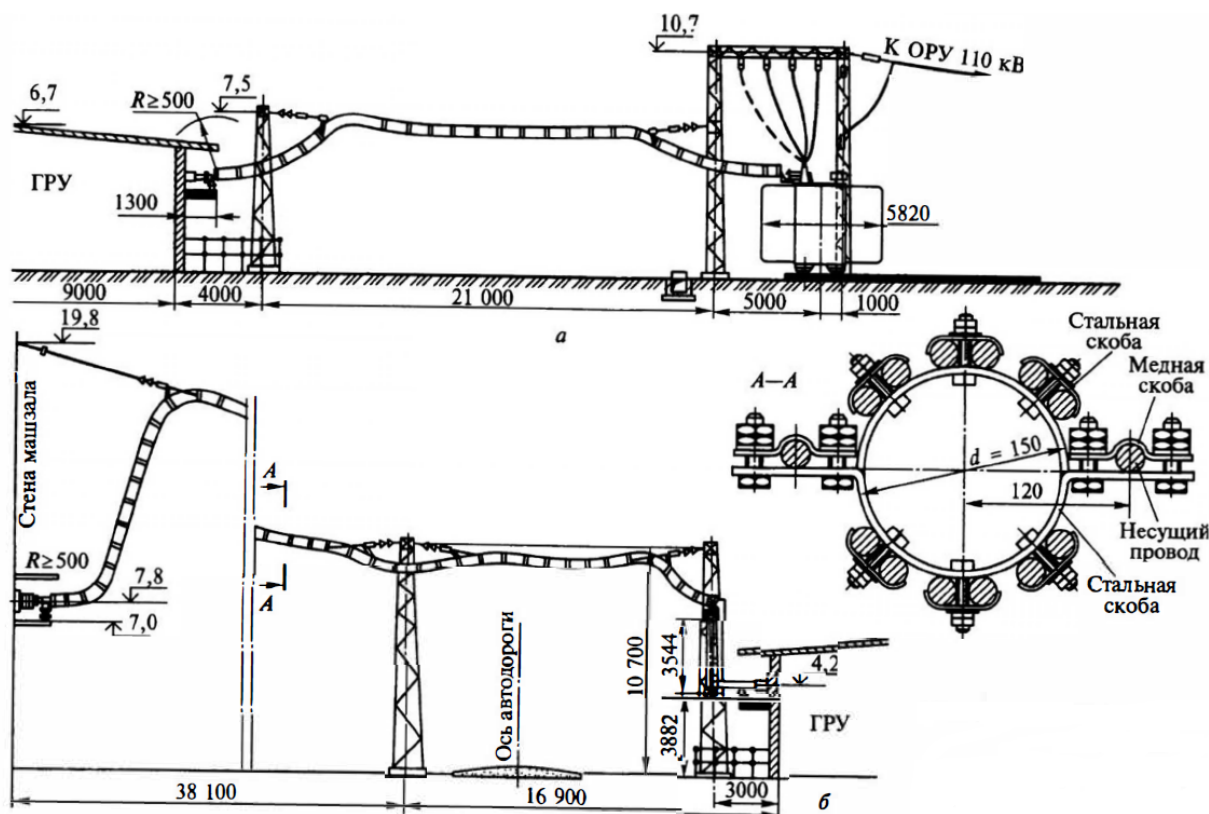


Рисунок 34 – Гибкие подвесные токопроводы:

а - гибкий токопровод от ГРУ до трансформатора связи; б - гибкий токопровод от машинного зала до ГРУ [1]

На подстанциях соединение силового трансформатора с РУ 6-10 кВ может выполняться шинным мостом. Жесткие шины крепятся на штыревых изоляторах, установленных на металлических или железобетонных конструкциях. Расстояния между фазами и изоляторами принимаются по расчету, обычно для установок 6-10 кВ расстояния между фазами составляет 0,6-0,8 м, между изоляторами 1 - 1,5 м. На выводе из РУ и около трансформатора предусмотрены шинные компенсаторы. Достоинство такого соединения - простота, а при небольшой длине – надежность и

экономичность. С увеличением длины шинного моста увеличивается количество изоляторов, возрастает стоимость и снижается надежность, так как более вероятно перекрытие по изоляторам, особенно при их загрязнении. Это привело к тому, что на тепловых электростанциях открытые шинные мосты обычно не применяют. На гидроэлектростанциях соединение генераторов с повышающим трансформатором может выполняться шинным мостом [1].

На мощных тепловых электростанциях для соединения генераторов с повышающими трансформаторами широко применяются комплектные пофазно-экранированные токопроводы. Токоведущие шины каждой фазы закреплены в заземленном кожухе (экране) с помощью изоляторов. Кожух выполнен из алюминия во избежание сильного нагрева вихревыми токами, которые возникают при воздействии магнитного потока, созданного током нагрузки. Закрытое исполнение токопроводов каждой фазы обеспечивает высокую надежность, так как практически исключаются междуфазные КЗ на участке от генератора до повышающего трансформатора. Несмотря на более высокую стоимость по сравнению с гибкими связями, комплектные токопроводы рекомендуется применять для соединения генераторов 60 МВт и выше с трансформаторами. Для генераторов до 200 МВт комплектные токопроводы применяют, если блочный трансформатор удален от стены турбинного отделения не более чем на 30 м. При больших расстояниях соединение вне машинного зала выполняется гибким подвесным токопроводом. Комплектный пофазный токопровод применяется также для генераторов 60 и 100 МВт, работающих на сборные шины, в пределах турбинного отделения. Между турбинным отделением и ГРУ соединение выполняется гибким токопроводом.

Пофазно-экранированные токопроводы (рисунок 35) с непрерывным кожухом имеют выемные изоляторы, с помощью которых крепится токоведущая алюминиевая шина цилиндрической формы. Кожух обеспечивает безопасность обслуживания, защищает проводники и

изоляторы от пыли, влаги, случайного попадания посторонних предметов, исключает возможность междуфазных замыканий в пределах токопровода. Три фазы токопровода крепят на стальной балке.

Первоначально комплектные токопроводы выполняли с секционированием кожуха типа ТЭК. Отдельные секции соединяли с помощью резиновых прокладок, поэтому каждая секция токопровода заземлялась шиной. В таких токопроводах внешнее магнитное поле не компенсируется и окружающие стальные конструкции чрезмерно нагреваются вихревыми токами. Усложняет эксплуатацию большое количество резиновых уплотнений и сложная система заземления.

Более совершенной конструкцией является токопровод с непрерывной замкнутой системой кожухов типа ТЭН. В таком токопроводе секции кожухов каждой фазы соединены сваркой. По концам токопровода кожухи трех фаз соединены между собой. В такой системе образуются токи, циркулирующие вдоль кожухов и создающие магнитный поток, который почти полностью компенсирует внешний магнитный поток токопровода. В окружающих металлических конструкциях нагрева от вихревых токов не возникает.

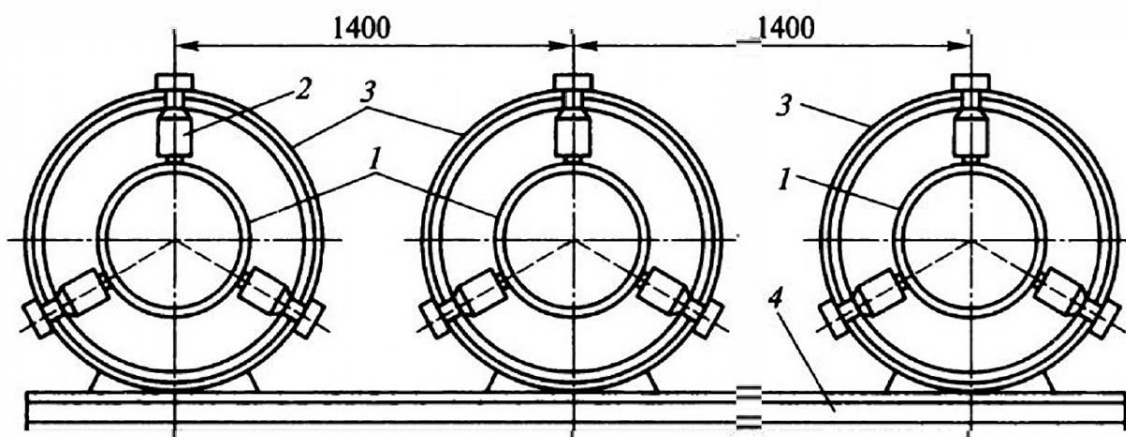


Рисунок 35 – Пофазный экранированный токопровод:

1 - токоведущая шина; 2 - изоляторы выемные;

3 - кожух; 4 - стальная балка [1].

При КЗ экранирующее действие кожухов приводит к снижению электродинамических сил на проводники в несколько раз. Токопроводы ТЭН выпускаются на напряжение 20-24 кВ, ток до 24 кА, электродинамическую стойкость до 570 кА.

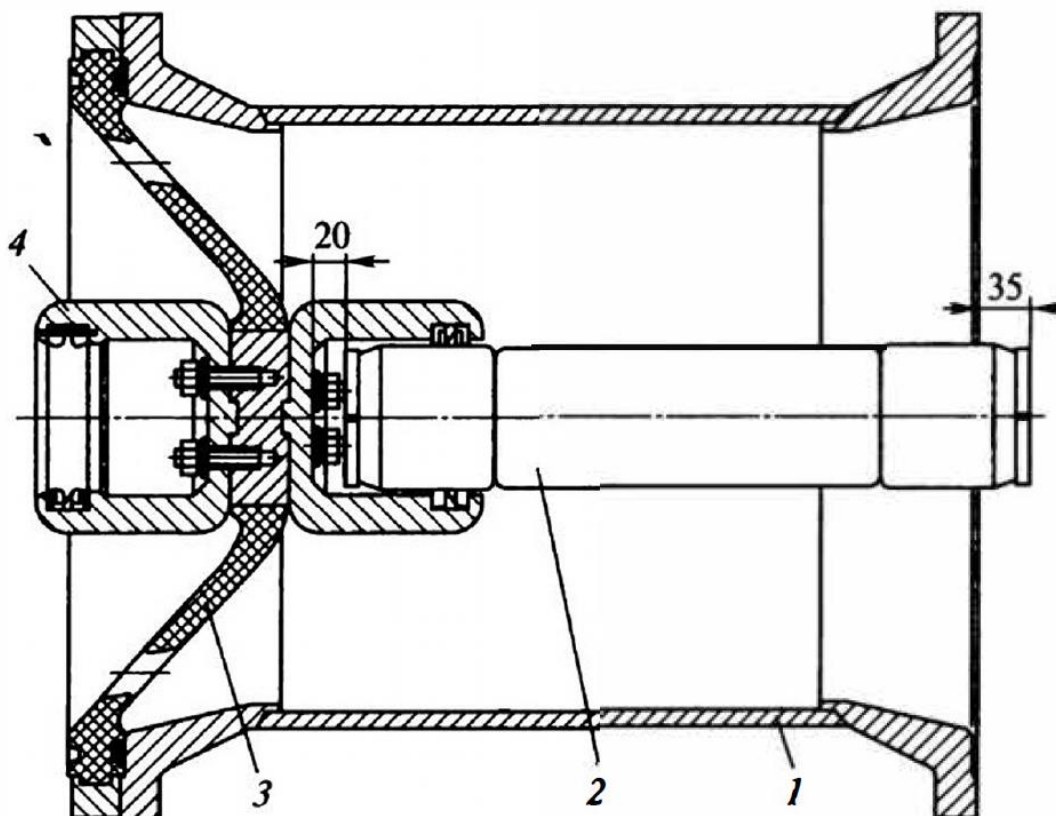


Рисунок 36 – Токопровод элегазовый на 110- 500 кВ:

- 1 - алюминиевая оболочка; 2 - токоведущая шина;
- 3 - изоляционные элементы; 4 - штепсельный разъем [1]

Дальнейшим совершенствованием токопроводов является переход от воздушной изоляции внутри токопровода к элегазовой. В КРУЭ применяются токопроводы элегазовые на 110-500 кВ для соединения элегазового оборудования между собой. Линейный токопровод (рисунок 36) выполнен из алюминиевых цилиндрических оболочек, в которых с помощью изоляционных элементов установлена токоведущая шина. Секции имеют фланцевые соединения, при этом токоведущая система одной секции

соединяется с токоведущей системой другой секции штепсельным разъемом. Такой же разъем применяется для присоединений вводов линий в здание КРУЭ и последующим соединением его с элегазовым токопроводом, а также для присоединения кабельных вводов [1].

Контрольные вопросы

1. Что называется токопроводом?
2. Назначение и область применения токопроводов.
3. Конструктивное исполнение токопровода.
4. Где применяются пофазно-экранированные токопроводы?
5. К чему при коротком замыкании приводит экранирующее действие кожухов?

Лабораторная работа №7

КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ОГРАНИЧИТЕЛЕЙ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ НЕЛИНЕЙНЫХ

Цель работы: изучение конструктивных особенностей и принципа действия ограничителей перенапряжения нелинейных.

Теоретические сведения

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) – электрические аппараты, предназначенные для защиты оборудования систем электроснабжения от коммутационных и грозовых перенапряжений. Основным элементом ОПН является нелинейный резистор – варистор (varistor, от англ. Vari(able) (Resi)stor – переменное, изменяющееся сопротивление).

Основное отличие материала нелинейных резисторов ограничителей от материала резисторов вентильных разрядников состоит в резко нелинейной вольт-амперной характеристике (ВАХ) и повышенной пропускной способности. Применение в ОПН высоконелинейных резисторов позволило исключить из конструкции аппарата искровые промежутки, что устраняет целый ряд недостатков, присущих вентильным разрядникам [2].

В распределительных устройствах подстанций и на переходных пунктах осуществляется замена морально и физически устаревших вентильных разрядников (РВ) 6-220 кВ на нелинейные ограничители перенапряжений, взрывобезопасные, с фарфоровой или полимерной (силиконовой) изоляцией, обладающей повышенной гидрофобностью, не требующие обслуживания и профилактических испытаний в течение всего срока эксплуатации (не менее 30 лет) [14].

Основной компонент материала резисторов ОПН – оксид (окись) цинка ZnO. Оксид цинка смешивают с оксидами других металлов: закисью и окисью кобальта, окисью висмута и др. Технология изготовления оксидно-

цинковых резисторов весьма сложна и трудоёмка, и близка к требованиям при производстве полупроводников: применение химически чистого исходного материала, выполнение требований по чистоте и т. д. К основным операциям при их изготовлении относятся перемешивание и измельчение компонентов, формовка (прессование) и обжиг. Микроструктура варисторов включает в себя кристаллы оксида цинка (полупроводник n – типа) и междукристаллической прослойки (полупроводник p – типа). Таким образом, варисторы на основе оксида цинка ZnO являются системой последовательно – параллельно включенных p – n переходов. Эти p – n переходы и определяют нелинейные свойства варисторов, то есть нелинейную зависимость величины тока, протекающего через варистор, от приложенного к нему напряжения.

В настоящее время варисторы для ОПН изготавливаются как цилиндрические диски диаметром 28 – 150 мм, высотой 5 – 60 мм (рисунок 37). На торцевой части дисков методом металлизации наносятся алюминиевые электроды толщиной 0,05 - 0,30 мм. Боковые поверхности диска покрывают глифталевой эмалью, что повышает пропускную способность при импульсах тока с крутым фронтом [14].



Рисунок 37 – Варистор EPCOS [15]

Диаметр варистора (точнее - площадь поперечного сечения) определяет пропускную способность варистора по току, а его высота - параметры по напряжению.

При изготовлении ОПН то или иное количество варисторов соединяют последовательно в так называемую колонку. В зависимости от требуемых характеристик ОПН и его конструкции и имеющихся на предприятии варисторов ограничитель может состоять из одной колонки (состоящей даже из одного варистора) или из ряда колонок, соединённых между собой последовательно/параллельно [14].

Параметры материала нелинейного рабочего резистора (НРР) в значительной степени определяют срок службы ОПН. Основное значение имеют градиент напряжения, температурный коэффициент тока, температура окружающей среды, условия теплоотдачи, приложенное напряжение. В процессе старения возрастает активная составляющая тока и, соответственно, активная мощность. НРР набирается из того или иного числа единичных дисковых резисторов, соединенных последовательно или последовательно-параллельно. Надежный электрический контакт между ними обеспечивается металлизацией их торцевых поверхностей и контактным нажатием.

При последовательном соединении единичных высоко нелинейных резисторов напряжение между ними распределяется очень неравномерно, что обуславливается не только емкостным распределением напряжения, но и различной электрической проводимостью отдельных резисторов, градиентом напряжения при заданном токе, тангенсом угла дельта диэлектрических потерь резисторов. Увеличение числа последовательно соединенных резисторов уменьшает неравномерность распределения напряжения. Выравнивание его по высоте аппарата достигается посредством трубчатого экранного кольца, закрепляемого на верхней крышке элемента, что существенно облегчает работу НРР.

Один из вариантов компоновки НРР: диски из оксидно-цинковой керамики помещаются в специальную термоусаживаемую трубку (трубка

полиэтиленовая радиационно–модифицированная), которая при нагревании вместе с дисками до температуры 170-180°С плотно облегает колонку из дисков, создавая продольное и поперечное давление. Продольное давление обеспечивает электрический контакт между отдельными дисками, а поперечное создает из разрозненных дисков одно конструктивное целое – колонку.

Пропускная способность НРР определяется площадью поперечного сечения единичного резистора (ЕР) и градиентом напряжения. Увеличение ее достигается увеличением диаметра дисков. Толщина диска ЕР определяется специальными расчетами, где решающее значение имеет обеспечение наибольшего теплоотвода с целью предотвращения прогорания материала диска по цепи протекания сопровождающего тока. Этот размер НРР определяется при разработке ОПН.

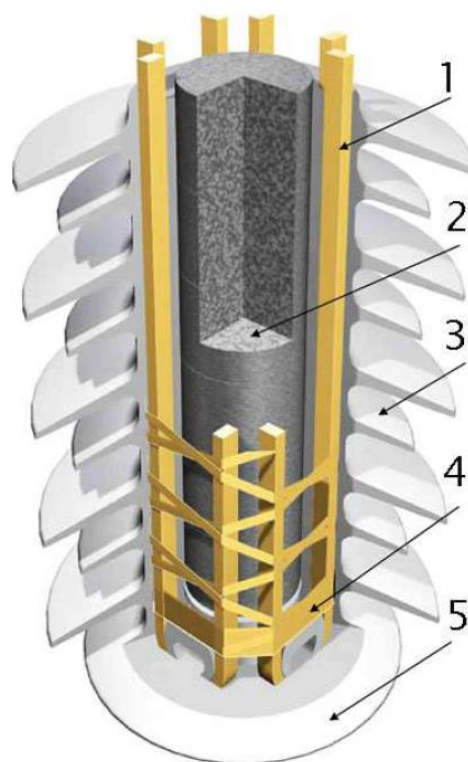


Рисунок 38 – Конструкция ОПН серии PEXLIM:

- 1 – усиливающие элементы; 2 – варисторы; 3 – крышка;
4 – защитная лента; 5 – фланец [2].

Устройство ОПН фирмы «ABB». Состоит из внешнего изолятора, выполненного из негаллогенированной силиконовой резины с концевыми фланцами и выводами, выполненными из нержавеющей стали, алюминия или меди. Внутренняя часть ОПН состоит из металлооксидных варисторов, стальных прокладок, алюминиевых компонентов, стекловолоконных стяжек и арамидных волокон – рисунок 38.

Силиконовая крышка наносится на активную часть методом непосредственного вакуумного литья в специальной холдинговой машине. Фланцы соединены друг с другом двумя или более усиливающими элементами из стекловолокна, что придает ОПН высокие механические характеристики. Благодаря тому, что силиконовая изоляция наносится непосредственно на варисторы, внутри нет воздуха и, как следствие, отсутствуют внутренние частичные разряды. Кроме того, улучшаются условия охлаждения варисторов, что улучшает энергопоглощающую способность ОПН.

Использование полимерной изоляции повышает взрывобезопасность ОПН и позволяет избавиться от специальных устройств по сбросу давления. На внутренней стенке полимерного корпуса имеются специальные насечки, и в случае внутреннего перекрытия аппарата происходит разрыв корпуса в этих местах.

Устройство ОПН фирмы «Таврида электрик». Технология сборки нелинейных резисторов ОПН в трекингоустойчивый полимерный корпус фирмы «Таврида электрик» уникальна и аналогов в мировой практике не имеет. При сборке ограничителей ОПН-КР/TEL, ОПН-РТ/TEL колонка резисторов заключается между металлическими электродами и запрессовывается в оболочку из специального атмосферостойкого полимера, который обеспечивает требуемые механические и изоляционные свойства ограничителей. Эта конструкция хорошо зарекомендовала себя при

различных условиях эксплуатации, включая районы с высоким уровнем атмосферных загрязнений.

Ограничители ОПН-КР/TEL выпускаются для внутренней и наружной установки. Ограничители типа ОПН-РТ/TEL выпускаются только для внутренней установки, за исключением исполнения ОПН-РТ-3. Ограничители имеют одинаковую конструкцию и отличаются только длиной пути утечки изоляционного корпуса.

Ограничители типа ОПН/TEL-220 представляют собой аппараты вертикальной установки опорного типа – рисунок 39.

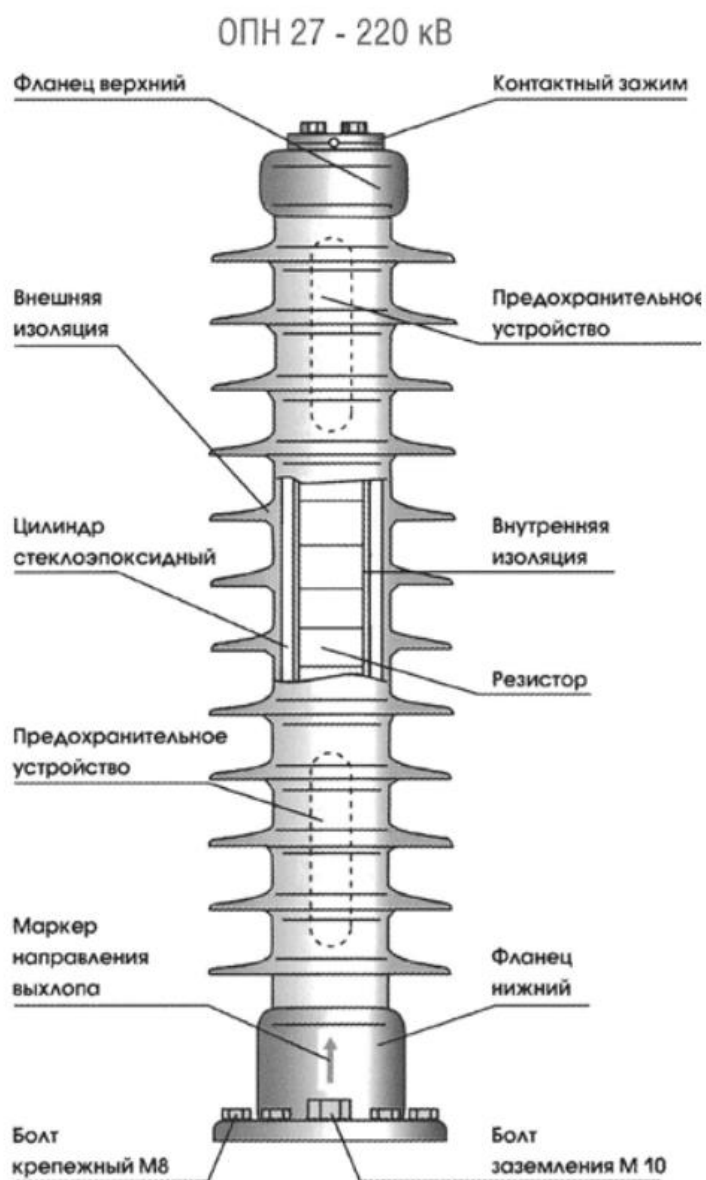


Рисунок 39 – Конструкция ОПН/TEL [2]

Прочный стеклоэпоксидный цилиндр с последовательно соединенными резисторами внутри обеспечивает требуемые механические свойства. Металлические фланцы и силиконовая изоляция, образующая одновременно как внешнюю изоляционную поверхность, так и внутреннюю изоляцию колонки резисторов, определяет заданные изоляционные свойства ограничителя. Взрывобезопасность ограничителя обеспечивается наличием предохранительного устройства для сброса давления, выполненного в виде специальных противовзрывных отверстий [2].

Контрольные вопросы

1. Что такое ОПН?
2. Назначение и область применения ОПН.
3. Конструктивное исполнение ОПН.
4. Основной компонент материала резисторов ОПН.
5. Как распределяется напряжение при последовательном соединении единичных высоко нелинейных резисторов?
6. ОПН фирмы «Таврида электрик»: типы, отличительные особенности.

Лабораторная работа №8

КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ ТОКООГРАНИЧИВАЮЩЕГО РЕАКТОРА

Цель работы: изучение конструктивных особенностей и принципа действия токоограничивающих реакторов

Теоретические сведения

Реакторы служат для искусственного увеличения сопротивления короткозамкнутой цепи, а, следовательно, для ограничения токов КЗ и поддержания необходимого уровня напряжения при повреждениях за реакторами.

Реактор представляет собой индуктивную катушку без сердечника, поэтому его сопротивление не зависит от протекающего тока [1].

По схеме присоединения к сети реакторы разделяются на одинарные и сдвоенные. Одинарные реакторы на номинальные токи выше 1600 А могут иметь секционную обмотку катушки из двух параллельно соединенных секций. Принципиальные схемы включения фазы показаны на рисунке 40.

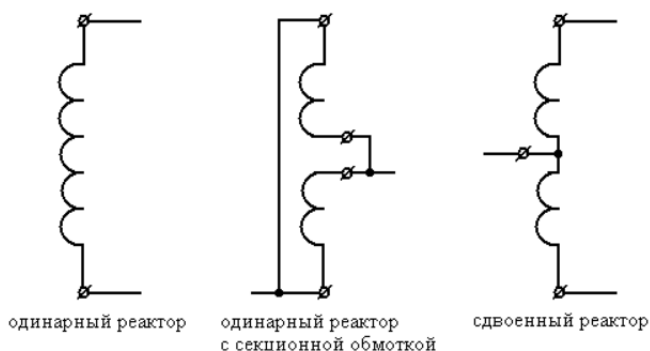


Рисунок 40 – Принципиальные схемы включения фазы [18]

В зависимости от места установки и особенностей распределительных устройств трехфазный комплект реактора может иметь вертикальное,

ступенчатое (угловое) и горизонтальное расположение фаз, показанное на рисунках 41, 42, 43 [18].

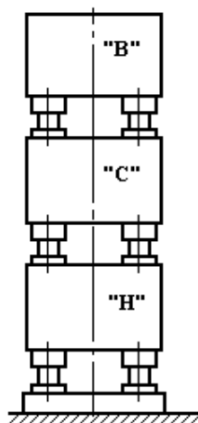


Рисунок 41 – Вертикальное (угловое) расположение [18]

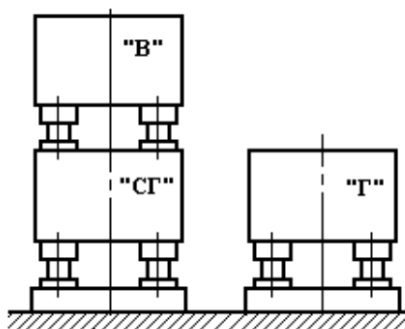


Рисунок 42 – Ступенчатое расположение [18]

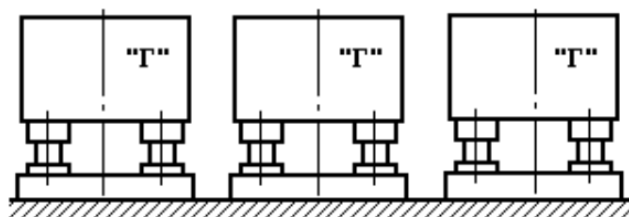


Рисунок 43 – Горизонтальное расположение [18]

По внутреннему исполнению токоограничивающие реакторы имеют следующую классификацию: бетонные, сухие, масляные, броневые.

Реакторы из бетонных блоков. Такие конструкции эксплуатируются довольно долгое время в сетях с напряжением до 35 кВ. Их обмотку делают

из эластичных проводов, демпфирующих динамические и температурные нагрузки несколькими параллельными цепочками, равномерно распределяющими токи. Этим способом разгружают механическое воздействие на стационарную бетонную конструкцию.

Витки обмоток подобных реакторов выполнены многожильными проводами круглого сечения с изоляцией. Их заливают специальным сортом высокопрочного бетона, смонтированного в вертикальные колонки. При необходимости дополнения в конструкцию металлических частей используют исключительно немагнитные материалы.

Способ включения фазных катушек выбирают таким, чтобы магнитные поля от них направлялись встречно. Этим приемом ослабляют динамические усилия при ударных токах КЗ. Открытое расположение обмоток в пространстве позволяет обеспечивать хорошие условия для естественного охлаждения атмосферным воздухом. Когда тепловые нагрузки при номинальном режиме или коротких замыканиях способны превысить допустимые пределы нагрева обмоток, то применяют принудительный обдув вентиляторами. При эксплуатации следует учитывать, что при сырой погоде бетон накапливает влажность из воздуха.

Подобные устройства до сих пор массово работают в высоковольтных сетях энергетики, успешно справляются с аварийными ситуациями, но считаются уже морально устаревшими [16].

На рисунке 44 показан токоограничивающий бетонный реактор с алюминиевой обмоткой марки РБ.

Реакторы сухого типа стали появляться благодаря разработке новых изоляционных материалов, основанных на кремнийорганической структуре. Она позволяет создавать изделия, успешно работающие на электрооборудовании до 220 кВ включительно.

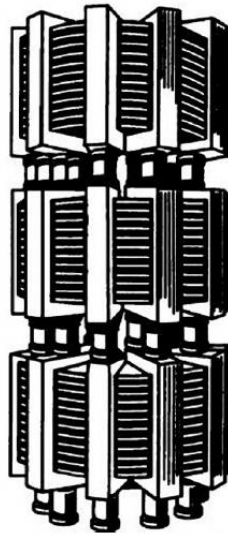


Рисунок 44 – Трехфазный бетонный реактор 10 кВ, 630 А
с вертикальным расположением фаз [1]

Катушка обмотки наматывается прямоугольным многожильным кабелем повышенной прочности и покрывается слоем кремнийорганического лака. Дополнительные эксплуатационные преимущества обеспечивает покрытие кремнийорганической силиконовой изоляцией.

В результате этих доработок сухие токоограничивающие реакторы по сравнению с бетонными аналогами обладают: меньшими габаритами и весом, повышенной механической прочностью, лучшей термостойкостью, большим ресурсом работы [16].

На рисунке 45 изображен сухой токоограничивающий реактор на класс напряжения 330 кВ производства компании СВЭЛ.

У масляных реакторов медная обмотка проводников изолируется пропитанной кабельной бумагой и монтируется на изоляционных цилиндрах, помещенных в емкость с маслом либо другим жидким диэлектриком, одновременно выполняющим функцию отвода тепла.

Чтобы исключить нагрев металлического корпуса емкости от протекающего по виткам обмотки переменного тока промышленной частоты в подобную конструкцию включают магнитные шунты или электромагнитные экраны.



Рисунок 45 – Сухой токоограничивающий реактор 330 кВ [17]

Магнитный шунт создают из магнитомягких листов стали, размещенных внутри масляной емкости около ее стенок. Образованный таким методом внутренний магнитопровод замыкает на себя магнитный поток, создаваемый обмоткой.

Электромагнитные экраны изготавливают в виде алюминиевых либо медных короткозамкнутых витков, смонтированных у стенок бака. В них индуцируется встречное электромагнитное поле, снижающее действие основного [16].

Токоограничивающие реакторы броневое типа также, как и обычные токоограничивающие реакторы, служат для ограничения токов короткого замыкания (КЗ) и поддержания уровня напряжения электрических установок в момент КЗ. Отличительной особенностью токоограничивающих реакторов броневое типа является наличие магнитопровода, в котором сосредотачивается основное электромагнитное поле, создаваемое обмоткой. За пределами магнитопровода влияние поля значительно меньше, что позволяет устанавливать фазы вблизи металлоконструкций и близко друг к другу, экономя пространство реакторной камеры. Также это позволяет

эксплуатировать данный тип реакторов вблизи электронной техники и рядом с персоналом на объекте.

Реактор представляет собой обмотку со стальным магнитопроводом. Магнитопровод шихтуется по схеме «step-lap» из пластин электротехнической стали. Обмотки выполнены из алюминиевого провода. Прессующая конструкция представляет собой систему стеклопластиковых планок, стянутых стальными немагнитными шпильками. Контактные выводы обмоток выполнены из алюминиевых шин, привариваемых к проводу реактора. Основанием установки обмотки являются опорные швеллеры, обеспечивающие устойчивое и надежное крепление фазы реактора к фундаменту. Фазы комплекта реакторов могут располагаться горизонтально и ступенчато [17].

На рисунке 46 показан токоограничивающий реактор броневого типа РТСТБУ 10-4000-0,35 У3 производства компании СВЭЛ.



Рисунок 46 – Токоограничивающий реактор броневого типа РТСТБУ 10-4000-0,35 У3 [17]

Контрольные вопросы

1. Назначение токоограничивающего реактора.
2. Какую классификацию по внутреннему исполнению имеют токоограничивающие реакторы?
3. Каким приемом ослабляют динамические усилия при ударных токах короткого замыкания?

4. Какими преимуществами обладают сухие токоограничивающие реакторы по сравнению с бетонными аналогами?

5. Что является отличительной особенностью токоограничивающих реакторов броневго типа?

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Рожкова, Л. Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / Л.Д. Рожкова, Л. К. Карнеева, Т. В. Чиркова. - 10-е изд., стер. - М.: Издательский центр «Академия», 2013. - 448 с.

2 Козлов, А.Н. Электротехническое оборудование последнего поколения: учебное пособие / А.Н. Козлов, В.А. Козлов, А.Г. Ротачева. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013.

3 Силовые трансформаторы - устройство и принцип действия [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://electricalschool.info/spravochnik/maschiny/1644-silovye-transformatory-ustrojstvo-i.html>

4 Обмотки силовых трансформаторов. основные типы обмоток [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://leg.co.ua/transformatory/praktika/obmotki-silovyh-transformatorov.-osnovnye-tipy-obmotok.html>

5 Силовые трансформаторы [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://electrosib.com/oborudovanie/silovye-transformatory>

6. Филиппова Т.А. Энергетические режимы электрических станций и электроэнергетических систем [Электронный ресурс]: учебник/ Филиппова Т.А.— Электрон. текстовые данные.— Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2014.— 294 с.— Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/45211>. — ЭБС «IPRbooks», по паролю

7. Старшинов, В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие [Электронный ресурс] : учеб. пособие / В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козина. — Электрон. дан. — Москва : Издательский дом МЭИ, 2015. — 296 с. — Режим доступа: <https://e.lanbook.com/book/72327>.

8. Афонин В.В. Электрические станции и подстанции. Часть 1. Электрические станции и подстанции [Электронный ресурс]: учебное

пособие / В.В. Афонин, К.А. Набатов. — Электрон. текстовые данные. — Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. — 90 с. — 978-5-8265-1387-3. — Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/64621.html>

9. Афонин, В. В. Электрические станции и подстанции. Часть 1. Электрические станции и подстанции : учебное пособие / В. В. Афонин, К. А. Набатов. — Тамбов : Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. — 90 с. — ISBN 978-5-8265-1387-3. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/64621.html>

10. Марков, В. С. Главные электрические схемы и схемы питания собственных нужд электростанций и подстанций : учебное пособие / В. С. Марков ; под редакцией Г. П. Шафоростова. — Москва, Вологда : Инфра-Инженерия, 2020. — 192 с. — ISBN 978-5-9729-0403-7. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/98409.html>

11. Кулеева, Л. И. Проектирование подстанции : учебное пособие для СПО / Л. И. Кулеева, С. В. Митрофанов, Л. А. Семенова. — Саратов : Профобразование, 2020. — 110 с. — ISBN 978-5-4488-0580-6. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/92147.html>

12. Маренич, О. К. Управляемая коммутация трансформатора подстанции как фактор эффективности эксплуатации электротехнического комплекса участка шахты : монография / О. К. Маренич, И. В. Ковалёва. — Донецк : Издательство «Донецкая политехника», Донецкий национальный технический университет, 2020. — 120 с. — ISBN 2227-8397. — Текст : электронный // Электронно-библиотечная система IPR BOOKS : [сайт]. — URL: <https://www.iprbookshop.ru/105810.html>