

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ ХАБАРОВСКОГО
КРАЯ Краевое государственное бюджетное профессиональное образова-
тельное учреждение
«Комсомольский-на-Амуре судомеханический техникум имени В.В. Оре-
хова»
(КГБ ПОУ КСМТ)**

УЧЕБНО- МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

**ПМ 03 «Устранение и предупреждение аварий и неполадок
электрооборудования»**

ЛЕКЦИОННЫЙ КУРС

МДК 03.01

**Организация технического обслуживания электрооборудова-
ния промышленных организаций**

Комсомольск – на – Амуре, 2017

Оглавление

Тема 1 Организация технического обслуживания электрооборудования.	3
1.1. Виды и причины износа электрооборудования.....	3
1.6. Организация рабочего места по ремонту электрооборудования.....	9
Тема 2 Техническое обслуживание осветительных электроустановок, кабельных, воздушных линий электропередач	11
2.1 Обслуживание осветительных электроустановок	11
2.2 Техническое обслуживание и ремонт воздушных линий.....	18
2.3 Техническое обслуживание и ремонт кабельных линий	20
Тема 3. Техническое обслуживание пускорегулирующей аппаратуры и распределительных устройств.	23
3.1. Общие требования к распределительным устройствам и задачи их обслуживания	23
3.2. Шины и контактные соединения	24
3.3. Изоляторы высокого напряжения	28
3.4. Заземляющие устройства.....	32
3.5. Оперативная блокировка	34
3.6. Комплектные распределительные устройства внутренней и наружной установок 6 – 10 кВ.....	36
3.7. Комплектные распределительные устройства 110—220 кВ с элегазовой изоляцией....	43
Тема 4. Техническое обслуживание трансформаторов и трансформаторных подстанций.	46
4.1. Техническое обслуживание трансформаторов.	46
4.2 Оперативное обслуживание трансформаторов	47
4.3 Техническое обслуживание ТП.....	48
4.4 Профилактические испытания трансформатора	51
4.5 Диагностика силовых трансформаторов.	52
4.6 Регулирование напряжения силовых трансформаторов.....	56
4.7 Техническое обслуживание коммутационных аппаратов.	60
4.8 Конструктивные особенности современных высоковольтных выключателей	63
5.8 Конструктивные особенности современных автоматических выключателей	67
Тема 5. Техническое обслуживание электрических машин.....	77
5.1 Виды ремонта электрических машин	77
5.2. Объем работ по техническому обслуживанию и ремонту	78
5.6 Предремонтные испытания электрических машин.....	87
5.7 Испытания электрических машин	90

Тема 1 Организация технического обслуживания электрооборудования.

1.1. Виды и причины износа электрооборудования

В процессе работы электрооборудования происходит его постепенное изнашивание. Применительно к любым техническим объектам различают два вида износа: физический и моральный. Под физическим износом понимается изменение размеров, формы, массы технического объекта или состояния его поверхности вследствие остаточной деформации от постоянно действующих нагрузок либо из-за разрушения поверхностного слоя при трении. Применительно к электрооборудованию выделяют механический, электрический и моральный износы. Показатели надежности оборудования (срок службы до износа, интенсивность отказов и др.) зависят от физического износа. Поэтому во время периодических ремонтов наиболее изношенные детали и узлы заменяют новыми.

Механический износ электрооборудования происходит из-за длительных переменных или постоянных воздействий на его отдельные детали или сборочные узлы. В результате изменяется их первоначальная форма или ухудшаются качества, например на поверхности коллектора электрических машин постоянного тока образуются глубокие дорожки. Причиной быстрого механического износа коллектора может быть продолжительное воздействие на него щеток, прижатых с усилием, превышающим допустимое, или неправильный выбор вида щеток, например, более твердых, чем те, на которые рассчитан коллектор. В электрических машинах из-за трения механически изнашиваются, кроме коллектора, шейки валов, подшипники, контактные кольца роторов.

Электрический износ - это потеря электроизоляционными материалами электрооборудования изоляционных качеств. Например, электрически изнашиваются пазовая изоляция электрических машин, изоляция проводов обмоток и др. Электрический износ изоляции чаще всего является результатом длительной эксплуатации электрооборудования, воздействия на изоляцию высоких температур или химически агрессивных веществ. Эти факторы приводят к быстрому «старению» изоляции (потере изоляционных свойств) и как следствие — к витковым замыканиям в обмотках и катушках, пробоем изоляции и появлению потенциалов опасной величины на частях электрооборудования, обычно не находящихся под напряжением, т. е. к повреждениям, устранение которых требует капитального ремонта электрооборудования.

Моральный износ — это устаревание исправного электрооборудования, дальнейшая эксплуатация которого нецелесообразна из-за создания нового, технически более совершенного или более экономичного электрооборудования аналогичного назначения. Однако иногда эксплуатация морально изношенного электрооборудования может быть технически и экономически целесообразной, если при его капитальном ремонте осуществляется модернизация.

1.2. Системы планово-предупредительного ремонта

Ремонт электрооборудования на промышленных предприятиях проводится в соответствии с принятой в нашем государстве системой планово-предупредительного ремонта (ППР). Периодичность и объем ремонтов устанавливаются системой ППР в зависимости от режимов работы, технического состояния и условий эксплуатации электрооборудования. Таким образом, система ППР - это система организационных и технических мероприятий, выполнение которых обеспечивает продолжительную и безаварийную работу электрооборудования. Существуют три основные системы организации ППР электрообо-

рудования промышленных предприятий: централизованная, децентрализованная и смешанная. При централизованной системе ремонт выполняют несколько ремонтных служб, специализированных по видам электрооборудования или работ. Эти службы подчинены главному энергетiku предприятия. Персонал, обслуживающий электрооборудование цеха или подстанции, выполняет только работы по надзору и мелкому текущему ремонту.

Децентрализованная система характеризуется отсутствием специализированных ремонтных служб. Все электроремонтные работы выполняет персонал электроремонтных мастерских или бригад, находящихся в административном подчинении соответствующего начальника, например начальника цеха. Смешанная система характеризуется тем, что в структуре предприятия имеются как электроремонтные мастерские и бригады, выполняющие небольшие по объему и сложности ремонтные работы, так и специализированные ремонтные службы, осуществляющие сложные и большие по объему работы. В настоящее время для проведения технической диагностики (определения состояния оборудования и выявления неисправностей) и ремонта все более широко используются средства вычислительной и микропроцессорной техники (установки, стенды, устройства для диагностики и испытания электрооборудования), позволяющие сокращать сроки проведения ремонтов, уменьшать затраты на ремонт и повышать эффективность эксплуатации электрооборудования. Одним из направлений повышения безопасности выполнения работ при диагностике воздушных линий электропередач высокого напряжения (ВН) является применение приборно-программного комплекса (ППК), устанавливаемого на легких летательных аппаратах. Такие комплексы широко используются энергокомпаниями Америки, Австралии и ряда стран Западной Европы. Подобные комплексы целесообразно использовать и в энергосистеме Беларуси, например, при регулярных осмотрах воздушных ЛЭП (напряжением 35-330 кВ и протяженностью 1845 км) в Борисовских электросетях, которые проводятся на легком самолете.

1.3. Виды ремонтов

Положением о ППР электрооборудования промышленных предприятий предусмотрено выполнение нескольких видов ремонта (текущего и капитального, среднего и капитального или текущего, среднего и капитального). На практике широко используется система, предусматривающая осуществление для большей части электрооборудования двух видов ремонта: текущего и капитального.

При текущем ремонте после осмотра всего электрооборудования устраняют мелкие дефекты, регулируют механизмы и выполняют ряд других небольших по объему работ (например, перезарядку предохранителей с заменой плавких вставок, зачистку подгоревших контактов аппаратов, замену изношенных щеток), позволяющих обеспечить нормальную работу электрооборудования до следующего планового ремонта. Текущие ремонты производят обычно без разборки электрооборудования в период кратковременных остановок производственного оборудования.

Средним считают ремонт, при котором предупреждают чрезмерный износ наиболее ответственных деталей и узлов электрооборудования. В этом случае заменяют отдельные детали, устраняют дефекты изоляции лобовых частей обмоток электродвигателей, ремонтируют щеткодержатели (меняют пружины и гибкие связи), шлифуют контактные кольца электродвигателей с фазным ротором и т. п.

При капитальном ремонте восстанавливают или заменяют отдельные основные детали и узлы электрооборудования. Например, к этому виду ремонта относят перемот-

ку статорных или роторных обмоток электрических машин, перезаливку подшипников скольжения электродвигателей, изготовление и установку новых обмоток силовых трансформаторов.

Капитальный ремонт обычно производится при частичной или полной разборке электрооборудования. Иногда при капитальном ремонте электрических машин, трансформаторов и коммутационных аппаратов осуществляют их модернизацию, т. е. совершенствуют конструкцию, улучшают эксплуатационные показатели, повышают надежность и другие характеристики. Главная цель модернизации заключается в приближении технических показателей ремонтируемого электрооборудования к техническим показателям нового, более совершенного оборудования. При этом затраты времени, средств и материалов на модернизацию электрооборудования должны быть оправданы теми техническими или экономическими результатами, которые будут достигнуты после его модернизации. Если при капитальном ремонте осуществляется модернизация с изменением конструкции и основных технических параметров оборудования, то такой ремонт называют капитально-реконструктивным.

1.4. Планирование ремонтных работ

Ремонты электрооборудования планируют исходя из межремонтных периодов, ремонтных циклов и их структуры (рис. 1.1).

Межремонтный период - период работы электрооборудования между двумя очередными плановыми ремонтами, например соседними текущими, текущим и капитальным или текущим и средним.

Ремонтный цикл — промежуток времени работы электрооборудования между двумя очередными капитальными ремонтами или с момента ввода его в эксплуатацию до первого капитального ремонта.

Структура ремонтного цикла представляет собой совокупность текущих и средних ремонтов на протяжении одного ремонтного цикла.

Основой для определения продолжительности межремонтного периода и ремонтного цикла служит расчетное (или действительное) время, в течение которого электрооборудование может нормально работать в заданных режимах. При этом ориентируются на продолжительность нормальной работы наиболее быстро изнашивающихся деталей и узлов электрооборудования.

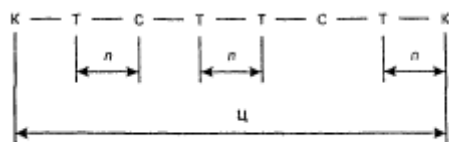


Рис. 1.1. Структура ремонтного цикла Ц;
К - капитальный ремонт; Т - текущий ремонт; С - средний ремонт; л - межремонтный период

Ремонты электрооборудования предприятий планируют на один год с разбивкой по кварталам и месяцам. Такое планирование ремонтов называется текущим (планирование ремонтов электрооборудования на более длительный период называется перспективным).

Существует также оперативное планирование ремонта электрооборудования с помощью сетевых графиков, которые могут быть общими или локальными. Общий сетевой график предусматривает ремонт определенного комплекса электрооборудования (отдельной электроустановки, подстанции, цеха), а локальный - ремонт отдельной круп-

ной единицы электрооборудования (мощного электродвигателя, силового трансформатора).

Модель сетевого графика представлена на рис. 1.2 (стрелками обозначены виды работ, а кружками — события). Под видом работ понимается определенный производственный процесс ремонта, требующий затрат времени, материалов, применения различных инструментов или приспособлений. Событие представляет собой промежуточный или конечный результат одного или нескольких видов работ. Таким образом, сетевой график - это схематичное изображение операций и элементов производственного процесса ремонта, а также связей между ними, порядка и технологической последовательности их выполнения. (оставление сетевых графиков ремонта электрооборудования начинают после установления взаимосвязей между видами работ согласно технологической последовательности их выполнения. На графиках линии со стрелками идут слева направо: номер события, из которого выходит линия, меньше номера события, куда она входит; номера событий не должны повторяться, а все события, кроме завершающего, должны иметь продолжение (в виде линий со стрелками)).

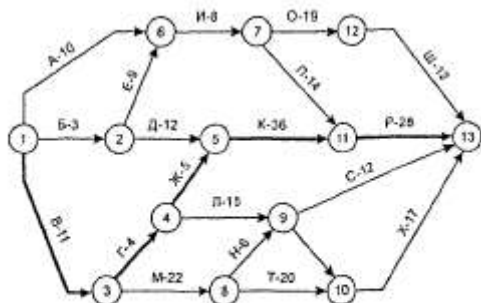


Рис. 1.2. Модель сетевого графика ремонта электрооборудования

На рис. 1.2 событие 1 является началом работ А-10, Б-3 и В-11, а события 6, 2, 3 — соответственно результатами этих работ и одновременно началом работ И-8, Е-9, Д-12, Г-4, М-22. Цифры после букв обозначают продолжительность (в месяцах, неделях, днях) выполнения отдельных видов электроремонтных работ между двумя событиями.

На сетевых графиках ремонта четко выявляются те виды работ, от которых зависит общая продолжительность всего комплекса работ по ремонту. Она определяется последовательностью ремонтных работ с наибольшим временем от исходного до завершающего события (на рис. 1.2 наибольший срок ремонта показан жирными линиями). Такая последовательность ремонтных работ является важным элементом сетевого графика, определяет его критический путь, позволяет анализировать отдельные виды работ на этом пути и намечать дополнительные мероприятия с целью сокращения продолжительности выполнения этих работ, а следовательно, и общего срока ремонта электрооборудования.

Применительно к ремонту силового трансформатора событие 1 означает разборку трансформатора, а событие 13 - его испытание после ремонта. Выполнение ремонтов по графикам оказывает большое организующее и дисциплинирующее влияние на персонал ремонтных предприятий, а также позволяет повысить эксплуатационные и экономические показатели электрооборудования.

1.5. Структура электроремонтного цеха и состав его оборудования

На промышленных предприятиях существует определенная структура электроремонтных подразделений, которая, кроме цехов (с технологическими отделениями) по

ремонту крупных единиц конкретного вида электрооборудования (например, цех по ремонту электрических машин, цех по ремонту трансформаторов), включает ряд производственных участков, где специализированные бригады выполняют определенные виды ремонтных работ.

Структура электроремонтного цеха и состав его оборудования определяются различными факторами, основными из которых являются количество, номенклатура, габаритные размеры и сложность ремонтируемого электрооборудования. Электроремонтный цех предприятия средней мощности с небольшим объемом ремонтируемого электрооборудования имеет следующие производственные отделения: разборочно-дефектировочное, ремонтно-механическое, обмоточное, сушильно-пропиточное, комплектовочное, сборочное, испытательную станцию, а также отдельные участки, на которых выполняются конкретные виды работ по ремонту трансформаторов, электрических машин и коммутационных аппаратов.

В разборочно-дефектировочном отделении ремонтируемое оборудование очищают от грязи, сливают масло из трансформаторов и маслонаполненных аппаратов, выполняют предремонтные испытания, разбирают электрооборудование, проводят дефектировку (определяют состояние и степень износа отдельных частей, а также объем предстоящего ремонта, оформляют дефектационную ведомость и маршрутную карту ремонта, навешивают маркировочные бирки на детали, подлежащие ремонту, принимают меры по сохранению исправных частей электрооборудования), передают неисправные детали на ремонтные участки, а исправные - в комплектовочное или сборочное отделение.

Разборочно-дефектировочное отделение оснащается подъемно-транспортными средствами, испытательной станцией или стендами для проведения предремонтных испытаний поврежденного электрооборудования, моечными ваннами, съемниками, приспособлениями и инструментом для разборки ремонтируемого электрооборудования.

В ремонтно-механическом отделении ремонтируют и при необходимости изготавливают новые детали электрооборудования (валы, коллекторы, щеточные механизмы, подшипники скольжения), производят перешихтовку сердечников роторов и статоров электрических машин, расшихтовывают магнитопроводы трансформаторов, выполняют необходимые слесарные работы. Это отделение оснащено подъемно-транспортными средствами, металлообрабатывающими станками, прессами, сварочными аппаратами, инструментами и специальными приспособлениями. При необходимости выполнения работ по хромированию и никелированию деталей в отдельном помещении устанавливаются гальванические ванны. Кроме перечисленного оборудования в ремонтно-механическом отделении имеются слесарные верстаки, стеллажи и шкафы для хранения деталей и инструмента.

В обмоточном отделении ремонтируют поврежденные (восстанавливают изоляцию) и изготавливают новые обмотки электрических машин, трансформаторов и катушек электрических аппаратов. Отделение оснащается станками для намотки и изолировки обмоток и катушек, станком для изготовления клиньев, гильотинными ножницами для резки изоляционных материалов, станками для бандажирования роторов и якорей электрических машин, сварочным и паяльным инструментом для соединения проводов обмоток, испытательной установкой для пооперационного контроля изоляции изготавливаемых обмоток, а также аппаратами контроля правильности соединения схем обмоток. При необходимости устанавливают (в отдельном помещении с наличием

вентиляционных устройств и средств пожаротушения) печь для отжига проводов, ванну для их травления и станок для волочения и калибровки проводов старой обмотки.

Сушильно-пропиточное отделение служит для пропитки и сушки изготовленных обмоток. В состав его оборудования входят пропиточные ванны, печи для сушки и запечки пропитанных обмоток, подъемно-транспортные средства для транспортировки массивных обмоток и емкости для хранения пропиточных лаков и растворителей в количествах, обеспечивающих не более чем суточную потребность в них. Учитывая вредность паров и летучих частиц лаков и растворителей, их большую пожаро- и взрывоопасность, помещения этого отделения обеспечивают вытяжными вентиляционными устройствами и средствами пожаротушения.

Комплектовочное отделение является местом, куда доставляют все отремонтированные, а также исправные и некоторые новые сборочные единицы и детали ремонтируемого оборудования. Отделение оборудуется верстаками, стеллажами, необходимым инструментом, приспособлениями и подъемно-транспортными средствами. Полностью укомплектованное электрооборудование передается затем в сборочное отделение.

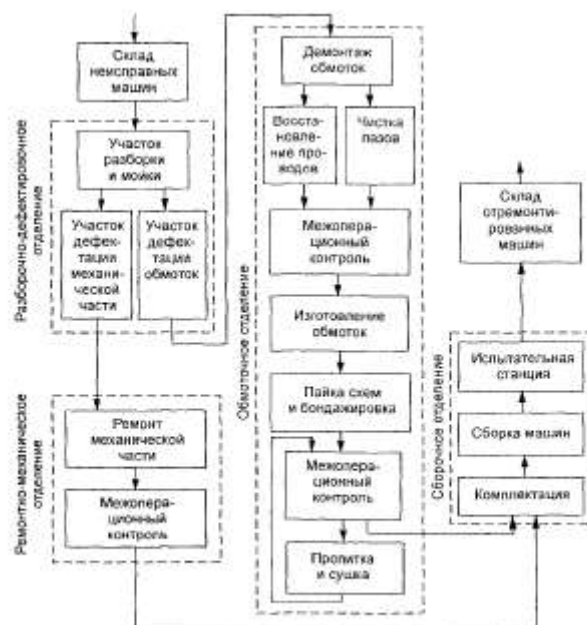


Рис. 1.3. Структурно-технологическая схема цеха по ремонту электрических машин

В сборочном отделении производят общую сборку ремонтируемого оборудования. Отделение оснащается сборочными инструментами и приспособлениями, верстаками и стеллажами, приспособлениями для статической и динамической балансировки роторов и якорей электрических машин, испытательным стендом для выполнения всего комплекса послеремонтных испытаний.

Испытательная станция располагается в отдельном помещении и содержит высоковольтные испытательные электроустановки, стенды, различные приборы и средства защиты.

Электроремонтный цех имеет склады для хранения ремонтного фонда (отдельные узлы и сборочные единицы электрооборудования: обмотки высокого и низкого напряжения трансформаторов, комплекты контактной системы к выключателям и т. п.) и отремонтированного оборудования, инструментальные и материальные кладовые, подсобные и бытовые помещения, а также другие помещения, число которых и назначение определяются в каждом конкретном случае принятой технологией и условиями ремонта.

Наиболее распространенная структурно-технологическая схема электроремонтного цеха, например по ремонту электрических машин, приведена на рис. 1.3.

1.6. Организация рабочего места по ремонту электрооборудования

Рабочее место (ГОСТ 19605-74) — зона, оснащенная необходимыми техническими средствами, в которой совершается трудовая деятельность исполнителя или группы исполнителей, совместно выполняющих одну работу или операцию.

Организация рабочего места - система мероприятий по оснащению рабочего места средствами и предметами труда и их размещение в определенном порядке.

Рабочее место включает: основное и дополнительное оборудование (станки, механизмы, установки), технологическую оснастку, приспособления, инструмент и необходимый инвентарь (установочные столы, верстаки, стеллажи, шкафы).

Рабочее место может быть расположено вблизи ремонтируемого оборудования или в электроцехе предприятия. Вблизи ремонтируемого электрооборудования рабочее место организуют при ремонте крупногабаритных трансформаторов или электрических машин, транспортировка которых в ремонтный цех по каким-либо причинам невозможна или нецелесообразна. В таких случаях рабочим местом электрослесаря временно служит ремонтная площадка, надежно отгороженная от остального оборудования и оснащенная всем необходимым для обеспечения безопасности труда при выполнении всех видов ремонтных работ.

При ремонте сравнительно небольших по габаритам и массе деталей и сборочных узлов рабочее место располагается на территории ремонтного цеха и оборудуется инструментальным шкафом и слесарным верстаком.

При организации рабочего места должны соблюдаться требования ГОСТов по созданию здоровых и безопасных условий труда электрослесарей (освещенность, средства индивидуальной защиты, первичные средства пожаротушений и др.). Соблюдение необходимых требований охраны труда и выполнение всех мероприятий по оснащению рабочего места средствами, предметами труда и их рациональному размещению обеспечивают высокую его производительность, качественный ремонт оборудования и сохранение здоровья работающих.

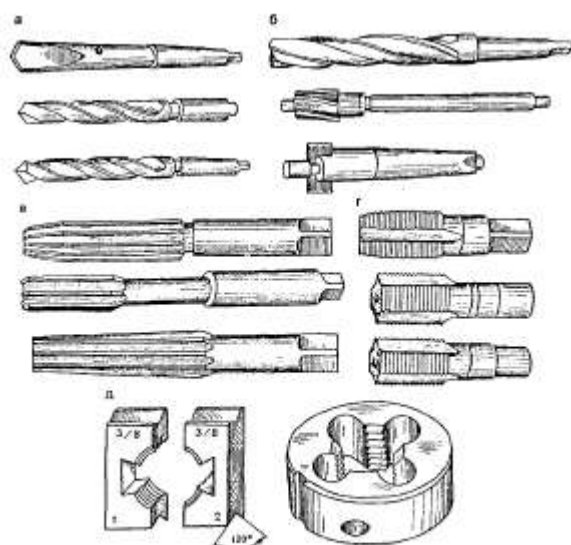


Рис. 1.4. Набор металлорежущего инструмента:
а - сверла; б - зенкеры; в - развертки; г - метчики; д - плашки

Слесарные операции при ремонте электрооборудования выполняются с помощью сле-

сарных, металлорежущих и измерительных инструментов. В набор основных слесарных инструментов входят молотки, зубила, напильники, отвертки, гаечные ключи, ручные ножовки. Из металлорежущих инструментов в первую очередь используют сверла, зенкеры, развертки, метчики, плашки (рис. 1.4). Из измерительных инструментов при разметке, обработке и изготовлении заготовок и деталей применяют штангенциркули, микрометры, калибры, щупы, кронциркули, нутромеры, резьбомеры (рис. 1.5).

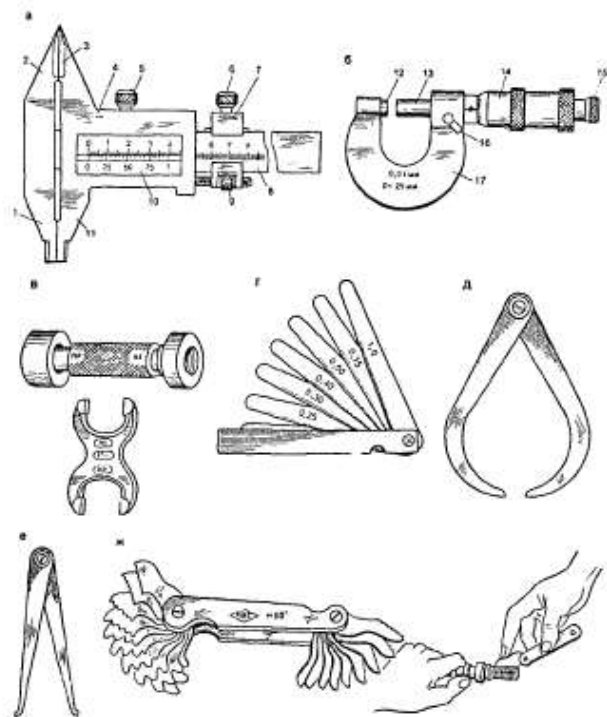


Рис. 1.5. Измерительные слесарные инструменты:
а – штангенциркуль; б – микрометр; в – двусторонние калибры; г – пластинчатые щупы;
д – кронциркуль; е – нутромер; ж – резьбомер (проверка шага резьбы); з, 11 – верхняя и нижняя неподвижные губки; 4 – рамка штангенциркуля; 5, 6 – стопорные винты рамки с микрометрическим устройством; 7 – рамка микрометрического устройства; 8 – штанга; 9 – винт микрометрической подачи; 10 – корпус; 12 – шпатель; 13 – микрометрический винт; 14 – база; 15 – трещотка; 16 – стопор; 17 – скоба

Контрольные вопросы

1. Какие основные причины вызывают механический, электрический и моральный износ электрооборудования?
2. Что собой представляет система ППР?
3. Как организовываются централизованные, децентрализованные и смешанные системы ППР?
4. Чем различаются текущий и капитальный ремонты электрооборудования?
5. Что такое межремонтный период и ремонтный цикл?
6. Что собой представляет сетевой график ремонта электрооборудования?
7. Какое оборудование должно быть в разборочно-дефектировочном отделении?
8. Какие ремонтные работы выполняют в ремонтно-механическом отделении электроремонтного цеха?
9. Какие требования предъявляются к рабочему месту?
10. Чем должно быть укомплектовано рабочее место?

Тема 2 Техническое обслуживание осветительных электроустановок, кабельных, воздушных линий электропередач

2.1 Обслуживание осветительных электроустановок

Обслуживание осветительных электроустановок заключается в постоянном надзоре, периодической проверке и своевременном ремонте элементов осветительных устройств. Сроки проведения проверок, осмотров и ремонтов устанавливаются в соответствии с Правилами технической эксплуатации в зависимости от условий эксплуатации осветительных электроустановок. Исправность системы аварийного освещения проверяют не реже 1 раза в 3 месяца; состояние электропроводок, плавких вставок предохранителей и оборудования рабочего и аварийного освещения — 1 раза в год.

Испытание и измерение сопротивления изоляции проводов и кабелей проводят не реже 1 раза в 3 года; измерение нагрузок и напряжения в отдельных точках электросети — 1 раза в год; испытание изоляции трансформаторов с вторичным напряжением 12 — 42 В — 1 раза в год, а переносных трансформаторов — 1 раза в месяц.

Во время осмотра осветительных сетей проверяют состояние открыто проложенных кабелей и проводов, концевых заделок кабелей, целостность заземляющих проводников, качество соединений и ответвлений проводов, отсутствие нагрева в соединениях. При осмотре групповых и магистральных щитков проверяется соответствие плавких вставок предохранителей рабочим токам цепей, исправность выключателей, автоматов, штепсельных розеток и их контактных частей. При осмотре светильников обращают внимание на состояние арматуры и ее деталей, прочность крепления стеклянного колпака, исправность и нагрев патрона, соответствие мощности ламп типу светильника, прочность крепления светильника, целостность заземляющего проводника, исправность стартерных и дроссельных устройств у газоразрядных ламп, состояние тросовых подвесок и прочность их крепления.

Все неисправности, выявленные при осмотре, должны устраняться немедленно. При большом объеме необходимых работ дефекты записывают в журнал осмотров и устраняют при текущем ремонте.

Частота чистки светильников зависит от многих факторов и, в первую очередь, от среды освещаемого помещения. Так, в производственных помещениях, где имеется пыль, дым и копоть в количестве более 10 мг/м³ — чистку светильников проводят 2 раза в месяц; при загрязнении от 5 до 10 мг/м³ — 1 раз в месяц; при содержании их не более 5 мг/м³, а также в помещениях с нормальной воздушной средой — 1 раз в 3 месяца. На современных крупных промышленных комплексах, в которых установлены тысячи различных светильников, чистка, как правило, проводится в мастерской на специальном оборудовании с применением необходимых моющих средств. В этой же мастерской выполняются профилактический и текущий ремонты осветительных приборов, проверка источников света, аппаратов включения и т. д.

На срок службы ламп накаливания в значительной мере влияет уровень напряжения. При повышении напряжения на 10% срок службы ламп составляет всего 14% срока службы при номинальном напряжении. Таким образом, одним из основных требований, предъявляемых к эксплуатации осветительных установок с лампами накаливания, является необходимость поддержания напряжения в допустимых пределах. Длительное повышение напряжения на лампах не должно быть более 2,5 %, а кратковременное — 5 % но-

минального напряжения сети. Контроль уровня напряжения в сети проводят ежегодно во время замеров освещенности в контрольных точках осветительной установки специальными приборами. Лампа накаливания после перегорания заменяется новой (индивидуальный метод). Для газоразрядных источников света, которые по истечении срока службы продолжают работать еще длительное время со значительно сниженным световым потоком, применяется групповой метод замены ламп: они заменяются через установленный промежуток времени (обычно после 70 — 80% номинального срока службы).

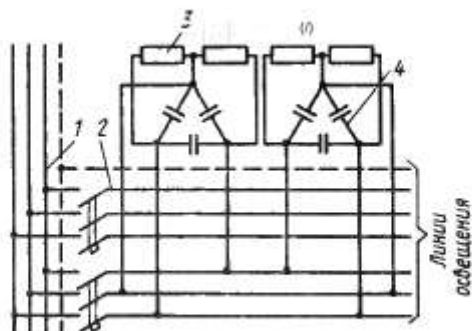


Рис. 57. Схема включения конденсаторов в групповые линии с ДРЛ:
1 — шины РП; 2 — контактный зажим; 3 — разрядный резистор; 4 — конденсатор.

С целью увеличения коэффициента мощности в осветительных электроустановках для люминесцентных ламп выпускаются пускорегулирующие автоматы (ПРА) типов УБК и АБК с встроенными конденсаторами, повышающими коэффициент мощности до 0,95 и более. Для осветительных электроустановок с газоразрядными лампами для увеличения коэффициента мощности в групповые линии присоединяются конденсаторы (рис. 57). Конденсаторные установки (УК) выпускаются на 380 и 415 В и мощностью, соответственно, 25 и 20 квар (в схеме соединений УК предусматриваются так называемые разрядные резисторы, которые обеспечивают снижение напряжения на конденсаторах до 50 В за время не более 1 мин после их отключения).

Светильники и электрические лампы в процессе их работы загрязняются пылью, копотью, что уменьшает освещение помещения. Могут возникать также различного рода неисправности, происходящие от механических повреждений воздействия окружающей среды.

Неисправности светильников могут вызвать несчастные случаи: поражение электрическим током.

Периодические профилактические осмотры, техническое обслуживание и ремонт светотехнического оборудования должны проводиться в сроки, установленные местной инструкцией, а также с учетом графиков, разработанными в соответствии с рекомендациями по эксплуатации заводов-изготовителей.

Периодические осмотры и чистку осветительной арматуры в животноводческих и птицеводческих помещениях, кормоприготовительных помещениях и других аналогичных помещениях с тяжелыми условиями окружающей средой рекомендуется проводить не реже 1 раза в месяц.

При периодических осмотрах светильников проверяют крепление затенителей. Мощности установленных ламп должны соответствовать тому светильнику, для которого они предназначены. Натяжение проводов, подводящих питание к светильнику, не должно превышать допустимое и иметь запас на возможное качание светильника. Необходимо тщательно проверять состояние изоляции проводов в месте ввода в светильник, а также надежность присоединения нулевого провода к зажиму на корпусе светильника.

Периодический осмотр светильников и своевременное устранение всех замеченных неисправностей обеспечивают их надежную работу, а также безопасность людей и животных.

Техническое обслуживание светильников проводят совместно с техническим обслуживанием внутренних электропроводок в чистых сухих помещениях с нормальной средой 1 раз в шесть месяцев, а в сырых, пыльных и пожароопасных помещениях 1 раз в три месяца.

Техническое обслуживание так же, как и периодические осмотры, проводят при полностью отключенных светильниках с соблюдением всех мер техники безопасности. Выполняет техническое обслуживание группа электромонтеров из двух-трех человек.

При техническом обслуживании необходимо:

- удалить пыль и грязь с арматуры светильников влажным обтирочным материалом, сильно загрязненные места протереть обтирочным материалом, смоченным 5%-ным раствором каустической соды;
- снять стекла светильников и вывернуть электрические лампы, промыть стекла в 5%-ном растворе каустической соды, прополоскать в чистой воде и просушить, лампы протереть влажным обтирочным материалом;
- заменить стекла, имеющие трещины или сколы;
- отвернуть корпус патрона и проверить состояние его частей;
- окислившиеся или подгоревшие контактные соединения разобрать, зачистить и собрать, ослабевшие зажимы подтянуть; удалить коррозию резьбовой части патрона мелкой стеклянной шкуркой и покрыть очищенную поверхность тонким слоем технического вазелина; патроны, имеющие обгорание контактов или повреждение изоляционных деталей, подлежат замене;
- проверить состояние осветительной арматуры, заменить арматуру, имеющую поврежденные фарфоровые, керамические, пластмассовые или другие детали;
- проверить надежность крепления светильников к основанию;
- при необходимости окрасить металлические части арматуры, проверить наличие и состояние уплотняющих элементов у водонепроницаемых, герметических и взрывобезопасных светильников; резиновые прокладки и сальники, потерявшие эластичность, заменить;
- установить лампы и стекла светильников, включить сеть освещения и убедиться в исправной работе каждого светильника.

Для ограничения отклонений напряжения в осветительных установках применяют стабилизаторы-ограничители типа ЭОН-1 настенного исполнения.

Ограничитель напряжения питается от сети напряжением 380/220 В, электрическое исполнение - однофазное. Максимальный ток нагрузки на фазу - 15 А. Коэффициент безотказной работы ограничителя за время работы 4000 ч не ниже 0,9. Срок службы - не менее шести лет. Масса ограничителя - 3,5 кг.

Стабилизаторы-ограничители типа ТОН применяются для поддержания напряжения сети с лампами накаливания, лампами типа ДРЛ и люминесцентными лампами.

**Таблица 1.34 - Техническая характеристика стабилизаторов-ограничителей
ТОН**

Показатели	ТОН-3-220-63	ТОН-3-220-100
Номинальное фазное напряжение питающей сети частотой 50 Гц, В		
Допустимое повышение напряжения питающей сети, В		
Точность поддержания заданного напряжения на нагрузке при повышении напряжения питающей сети выше напряжения уставки, %	± 1,5	
Номинальный ток в линии, А		
Пределы регулирования уставки напряжения	0,9...1,05	
КПД в номинальном режиме, %		
Габаритные размеры, мм	465x395x930	
Масса, кг		

При проектировании осветительных установок следует вводить коэффициент запаса. Значение коэффициента запаса и сроки очистки светильников указаны в табл. 1.35.

Таблица 1.35 - Коэффициент запаса и сроки очистки светильников

Помещение	Коэффициент запаса	Срок очистки светильников	
при газоразрядных лампах	при лампах накаливания		
Свинарники при сухом кормлении, птичники при напольном содержании	1,6	1,4	Не реже 1 раза в технологический цикл
Зерноочистительные, кормоприготовительные цехи, склады затаренных кормов	1,6	1,4	Не реже 1 раза в месяц
Все остальные сельскохозяйственные помещения	1,5	1,3	Не реже 1 раза в 3 месяца

Следует предусматривать устройства для обслуживания светильников и светопроемов.

При высоте светопроемов, не превышающей 5 м над полом, а также при высоте подвеса светильников до 5 м допускается обслуживание светильников с помощью приставных лестниц и стремянок бригадой не менее чем в два человека.

На предприятиях по производству продуктов животноводства, птицеводства и растениеводства на промышленной основе необходимо предусматривать специальные помещения (до 15 м²) для ремонта и очистки светильников с установкой верстака, ванны и обеспечением горячей водой.

Наиболее распространенной неисправностью осветительной сети является перегорание электрической лампы. Для проверки лампы накаливания необходимо воспользо-

ваться заведомо исправной лампой. Если такая замена не дает положительного результата, причину следует искать в патроне. Необходимо проверить, имеется ли касание цоколя с центральным контактом. При необходимости контакт следует немного отогнуть. При плохом контакте "цоколь-патрон" возможно приваривание цоколя лампы к патрону, недопустимый перегрев патрона и лампы, светильника и подводящих проводов. При наличии механических поломок контактных стоек, обгорании пластмассовых корпусов, наличии трещин и сколов патрон необходимо заменить на заведомо исправный.

В сетях, где возможны колебания напряжения, лампы быстро выходят из строя. Более надёжными в работе являются лампы на повышенное напряжение до 240 В. [1]

На практике может быть превышено и это напряжение, например, при замыкании на корпус оборудования другой фазы, к которой лампа не присоединена. Так как лампа присоединяется к фазному и нулевому проводу, связанному с корпусом оборудования, то она оказывается включенной кратковременно на две фазы, что приводит ее к перегоранию.

Так же отрицательно действуют плохие зажимы и контакты в цепи ламп, которые приводят к колебаниям тока в лампах. Отрицательно действуют на лампы различные перенапряжения в сети, частные включения и отключения самих ламп.

Для хранения вышедших из строя газоразрядных ламп следует предусматривать помещение из расчета 2,5 м² на 1000 ламп, находящихся в эксплуатации.

Вышедшие из строя лампы типа ДРЛ и люминесцентные, а также другие источники света, содержащие ртуть, должны храниться упакованными в специальном помещении и периодически вывозиться для уничтожения или утилизации.

Неисправности осветительных установок и способы их устранения приведены в табл. 1.36.

Таблица 1.36 - Неисправности осветительных установок и способы их устранения

Неисправность	Освещение не включается	Причина	Устранение
Установки с лампами накаливания		Причина зтановки с лампами накаливг I. Выключает ся автомат при включении;	
Освещение не включается		1. Выключается автомат при включении:	
а) Неисправен автомат		Ремонт или замена автомата	
б) Замыкание в сети освещения или в светильнике		Найти и устранить причину замыкания	
2. Лампа не касается контактов в патроне:			
а) Контакты отогнулись		Подогнуть контакты	
б) Контакты обгорели или отломились		Заменить патрон	
3. Неисправна лампа		Заменить лампу	
		4. Неисправен выключатель, включающий одну или несколько ламп	Заменить выключатель

5. Выскочили из зажимов или обгорели провода в патроне, выключателе, автомате, коробке	Устранить неисправность	
6. Обрыв цепи в автомате	Заменить автомат	
Срабатывает защита	1. Лампа замкнула контакты в патроне своим цоколем	Отогнуть контакты
2. Касание проводов в месте их присоединения к патрону или в коробке	Устранить неисправность	
Загорание пласт- массового корпуса светильника	Наличие влаги и агрессивной среды, постепенное развитие замыкания по корпусу светильника, на которое не реагирует защита	Заменить светильник
Загорание про- вода	1. Изоляция провода не соответствует условиям среды	Заменить провод, не соответствующий условиям среды
2. Замыкание в светильнике или проводе при отсутствии защиты	Применить защиту (предохранители, автоматы)	
3. Провод не соответствует нагрузке	Заменить на провод большего сечения	
Установки с люминесцентными лампами		
Лампа не зажигается или работает с перерывами	1. Слабы или окислились зажимы в цепях до светильника, у дросселя, колодок лампы, у стартера; контакты ножек лампы и электродов стартера в гнездах	Проверить зажимы и контакты в проводке до светильника и в светильнике
2. Обрыв в дросселе или в конденсаторе балластного сопротивления	Проверить заменой на новые	
	3. Неисправен стартер	Заменить
4. Неисправна лампа. Целость её спиралей можно проверить, взглянув на ее торец через стекло баллона. Черный налет по концам говорит о расходе-вании активного слоя катодов	Заменить лампу	
	5. Влияние пониженной температуры воздуха	
Изменение цвета сечения лампы	Изменение состава люминофора при большом сроке службы лампы	Заменить лампу
Гудение светильника	Колебание пластин магнитопровода дросселя	Заменить дроссель
Срабатывание защиты при включении светильника	1. Пробой компенсирующего конденсатора на входе светильника	Заменить конденсатор

2. Замыкание в цепях установки	Проверить цепи авомметром	
Нагрев сгораемых поверхностей, на которых установлен светильник	Нагрев дросселя светильника	Поставить асбестовые подкладки под светильник или оставлять воздушный промежуток под светильником

Лампы накаливания часто не выворачиваются из патрона из-за того, что заржавел цоколь или приварился центральный контакт. Применение большого усилия при выворачивании часто приводит к отрыву цоколя. В данном случае необходимо предварительно обесточить электросеть (вывернув предохранительные пробки или отключив автоматический выключатель) и, осторожно вращая колбу лампы, оторвать проволоочки, на которых она висит. Затем плоскогубцами вывернуть оставшийся в патроне цоколь лампы. В тех случаях, когда это не удастся сделать, разбирают патрон.

Необходимо тщательно проводить оконцовку проводов при перезарядке ими патрона. После зачистки от изоляции многожильный провод скручивают, чтобы не было торчащих в разные стороны проволочек. Затем круглогубцами формируют колечко, которое желательно затем облудить. Место зачистки изоляции и провод до колечка обматывают изоляционной лентой.

Правильная перезарядка необходима и при присоединении проводов и шнуров к другим электроприборам. В случае неаккуратной оконцовки проводов возможно короткое замыкание между торчащими жилами. Кроме того, достаточно одному проводку из колечка коснуться наружных частей арматуры, чтобы при прикосновении к ним человек попал под напряжение.

Обращаясь к люминесцентным светильникам, следует сказать, что они представляют собой сложное устройство со многими конструктивными элементами и большим количеством контактов. Поэтому неполадки при эксплуатации ламп бывают очень разнообразными (см. табл. 1.17).

При смене люминесцентные лампы вынимают из патронов с большой осторожностью, чтобы не повредить цоколь и не разбить стекло лампы, так как в лампе находятся пары ртути, которые являются очень токсичными.

При эксплуатации люминесцентных ламп необходимо помнить, что характер газового разряда в значительной степени определяется величиной давления газа или паров, в которых происходит разряд. При понижении температуры давление паров в лампе падает и процесс зажигания и горения лампы ухудшается, а при температуре ниже 5°C лампа может не зажечься вообще.

Следует принять за правило, что техническое обслуживание светильников должно проводиться одновременно с техническим обслуживанием электропроводок и другого электрооборудования.

Контрольные вопросы

1. Расскажите об устройстве и назначении светильников.
2. Дайте примеры наиболее распространенных светильников с лампами накаливания.

3. Приведите примеры светильников с газоразрядными лампами низкого и высокого давления.
4. Расскажите об устройстве и размещении прожекторов.
5. Как классифицируются облучательные установки?
6. Приведите примеры облучательных установок для животных и птиц.
7. Дайте примеры облучателей растений в теплицах.
8. Какие стационарные облучательные установки вы знаете?
9. Дайте примеры бактерицидных облучательных установок?
10. Назовите ИК облучательные установки?
11. Приведите основные условия правильной эксплуатации светотехнического оборудования.
12. Периодичность и содержание осмотров и технического обслуживания светильников.
13. Каково назначение стабилизаторов-ограничителей напряжения?
14. Каковы основные неисправности и способы их устранения в осветительных установках с лампами накаливания?
15. Неисправности и способы их устранения в установках с газоразрядными лампами.

2.2 Техническое обслуживание и ремонт воздушных линий

Обслуживание воздушных линий. Периодические осмотры *ВЛ выше 1000 В* электромонтеры проводят не реже одного раза в 6 мес, а инженерно-технические работники — не реже одного раза в год. При этом могут быть обнаружены следующие неисправности: набросы проволок на провода, обрывы или перегорания отдельных жил, нарушение регулировки проводов и изменение их стрел провеса; повреждения и загрязненность изоляторов; перекрытия и отклонения поддерживающих гирлянд изоляторов; неудовлетворительное крепление разрядников, загрязнение, повреждение лаковой поверхности и отсутствие указателей срабатывания; трещины и оседания фундаментов и опор; повреждения и ослабления оттяжек опор, а также загнивание, обгорание и расщепление их деталей; нарушения в охранной зоне ВЛ (складирование материалов, проезд негабаритных механизмов, наличие деревьев на краю просек).

При осмотрах воздушных линий выше 1000 В проверяют: состояние опор, на металлических опорах — наличие всех креплений; целостность бандажей и заземляющих спусков на деревянных опорах; состояние разрядников, аппаратуры и кабельных муфт; наличие и состояние предостерегающих плакатов, развешиваемых на опорах.

Трасса воздушной линии должна быть чистой, т. е. ей не должны угрожать при падении дерева, строения или другие посторонние предметы. Необходим постоянный контроль за охранной зоной, чтобы в ней без согласования не проводились строительные работы. Все выявленные дефекты отмечают в листке обхода (донесении), а дефекты, которые могут вызвать аварию, срочно устраняют.

Внеочередные осмотры ВЛ проводят при появлении гололеда, во время ледохода и разлива рек, при лесных и степных пожарах и в других экстремальных ситуациях, после автоматического отключения ВЛ даже при ее успешном повторном включении, а верхо-

вые осмотры с выборочной проверкой состояния проводов и тросов в зажимах и дистанционных распорках — по графикам, но не реже одного раза в 6 лет.

Эксплуатация *ВЛ напряжением до 1000 В* заключается в периодических осмотрах, проверках и измерениях отдельных элементов линии. Эти работы выполняют в следующие сроки: осмотры электромонтером — один раз в месяц; проверка наличия трещин на железобетонных опорах и выборочное вскрытие грунта в зоне переменной влажности — один раз в 6 лет, начиная с четвертого года эксплуатации; определение степени загнивания деталей деревянных опор — один раз в 3 года; измерение стрел провеса и габаритных расстояний ВЛ — во всех случаях, когда возникают сомнения при осмотрах; измерение сопротивления заземления — один раз в первый год эксплуатации и один раз в 3 года в дальнейшем; проверка и перетяжка всех креплений — ежегодно в первые 2 года эксплуатации и по мере надобности в дальнейшем.

Внеочередные осмотры ВЛ проводят при наступлении гололеда, тумана, ледохода и разлива рек, после каждого автоматического отключения, а ночные осмотры без отключения напряжения — не реже одного раза в год с целью выявления перегреваемых токопроводящих частей, возможного искрения в местах слабых контактов.

На линиях уличного освещения и общего пользования ежегодно в период максимальных нагрузок измеряют напряжения в начале и конце линии, а также на основных ответвлениях к потребителям. Ток по фазам измеряют 2 раза в год, а также после каждого изменения схемы для определения асимметрии нагрузок.

При обнаружении на проводе обрыва нескольких проволок (общим сечением до 17% сечения провода) это место перекрывают ремонтной муфтой или бандажом. Такую муфту на сталеалюминиевом проводе устанавливают при обрыве до 34% алюминиевых проволок. Если оборвано большее количество жил, провод разрезают и соединяют с помощью соединительного зажима. Стрелы провеса проводов не должны отличаться от проектных данных более чем на +5%.

Поврежденные изоляторы обнаруживают как при осмотрах, так и при ревизиях и контроле электрической прочности подвесных изоляторов, проводимом один раз в 6 лет. Изолятор считается дефектным, если его напряжение меньше 50% напряжения исправного.

Изоляторы могут иметь пробой, ожоги глазури, оплавление металлических частей и даже разрушение фарфора, что является следствием их пробоя электрической дугой, а также ухудшения электрических характеристик в результате старения при эксплуатации. Часто пробой изоляторов могут быть из-за сильного загрязнения их поверхности и при напряжениях, превышающих рабочее.

Контроль загнивания деталей деревянных опор осуществляют не реже одного раза в 3 года и перед каждым подъемом на опору. Степень загнивания измеряют специальным щупом на глубине 0,3—0,5 м от уровня земли. Опора считается непригодной для дальнейшей эксплуатации, если глубина ее загнивания по радиусу более 3 см при диаметре 25 см и более.

Перед началом грозового сезона проверяют размеры внутренних и внешних искровых промежутков между электродами разрядников, длина которых зависит от конструкции последних. Разрядник должен быть установлен с углом наклона к горизонтали 10—15°, а его открытый конец обращен вниз, в противоположную сторону от опоры.

Металлические опоры и металлические детали железобетонных и деревянных опор необходимо периодически покрывать устойчивыми против атмосферных воздействий красителями, а подножки — битумом.

Ремонт воздушных линий. В объем текущего ремонта ВЛ входят работы, выполняемые при осмотрах, техническом обслуживании и верховых осмотрах. При ремонте проверяют состояние резьбовых контактных зажимов и их подтяжку, выправляют промежуточные опоры, заменяют отдельные опоры и их детали, проверяют и регулируют стрелы провеса и габариты линии, осуществляют перетяжку проводов, замену отдельных изоляторов и приставок опор, подтягивают, очищают, заменяют и окрашивают бандаж, проверяют трубчатые разрядники и измеряют сопротивление заземления.

В объем капитального ремонта ВЛ входят все работы текущего, а также верховые осмотры с выемкой проводов из зажимов, проверкой и заменой дефектных проводов, изоляторов и линейной арматуры; полная перетяжка линии; измерение переходного сопротивления контактных соединений проводов, а также их ремонт, выправка положения или замена опор; проверка наличия трещин в железобетонных приставках; контроль состояния заземления опор; послеремонтные испытания.

Контрольные вопросы

1. Какова периодичность осмотров линий?
2. Поясните понятие «охранная зона линии».
3. Поясните термин «габарит ВЛ».
4. Как распределяется напряжение по гирлянде изоляторов?
5. Каково должно быть сопротивление повторных заземлений нулевого провода ВЛ?
6. Каково должно быть сопротивление изолятора в гирлянде?
7. Приведите схемы плавки гололеда на линии.
8. Оцените величину тока плавки гололеда.
9. Какая система ремонта характерна для ВЛ?
10. Какова периодичность ремонта ВЛ?

2.3 Техническое обслуживание и ремонт кабельных линий

Кабельные линии. Эксплуатационный персонал должен постоянно следить за техническим состоянием кабелей и трасс кабельных линий. Надежность кабельных линий при эксплуатации обеспечивается выполнением мероприятий, в которые входят контроль за температурой нагрева кабеля, осмотры, ремонты, профилактические испытания.

Для продолжительности срока службы кабельной линии необходимо следить за температурой жил кабеля, так как перегрев изоляции ускоряет его старение. Максимально допустимая температура токопроводящих жил кабеля определяется его конструкцией. Так, для кабелей напряжением 10 кВ с бумажной изоляцией и вязкой нестекающей пропиткой допускается температура не более 60° С; для кабелей 0,66—6 кВ с резиновой изоляцией и вязкой нестекающей пропиткой — 65° С; для кабелей до 6 кВ с пластмассовой (из полиэтилена, самозатухающего полиэтилена и поливинилхлоридного пластиката) изоляцией — 70° С; для кабелей 6 кВ с бумажной изоляцией и обедненной пропиткой — 75° С, а с пластмассовой (из самозатухающего полиэтилена) или бумажной изоляцией и вязкой или обедненной пропиткой — 80° С.

Длительно допустимые токовые нагрузки на кабели с изоляцией из пропитанной бумаги, резины и пластмассы выбирают по действующим ГОСТам. Кабельные линии

напряжением 6—10 кВ, несущие нагрузки меньше номинальных, могут быть кратковременно перегруженными на значение, которое зависит от вида прокладки. Так, например, кабель, проложенный в земле и имеющий коэффициент предварительной нагрузки 0,6, может быть перегружен на 35% в течение получаса, на 30% — 1 ч и на 15%—3 ч, а при коэффициенте предварительной нагрузки 0,8 — на 20% в течение получаса, на 15% — 1 ч и на 10%—3 ч. Для кабельных линий, находящихся в эксплуатации более 15 лет, перегрузка снижается на 10%.

Осмотры кабельных линий до 35 кВ проводят в следующие сроки: трассы кабелей, проложенных в земле, по эстакадам, в туннелях, блоках, каналах, галереях и по стенам зданий — не реже одного раза в 3 мес; концевые муфты на линиях до 1000 В — один раз в год, а выше 1000 В — один раз в 6 мес (кабельные муфты, расположенные в ТП, РУ и подстанциях, осматривают одновременно с другим оборудованием); кабельные колодцы — 2 раза в год; коллекторы, шахты и каналы на подстанциях с постоянным оперативным обслуживанием — не реже одного раза в месяц. Внеочередные обходы осуществляют в периоды паводков и после ливней.

При осмотре кабелей внутри помещений, в туннелях, шахтах, кабельных полуэтажах проверяют: исправность освещения, вентиляции, сигнализации о появлении дыма; наличие средств пожаротушения; состояние несгораемых перегородок и дверей между отсеками и помещениями; температуру воздуха и металлических оболочек кабелей; состояние опорных конструкций, соединительных и концевых муфт, металлических оболочек и антикоррозионных покровов брони; наличие маркировки; отсутствие горючих предметов и материалов.

Большую опасность для целостности кабелей представляют земляные работы, выполняемые на трассах или вблизи них. Поэтому необходимо обеспечить постоянный надзор за кабелями на все время работы.

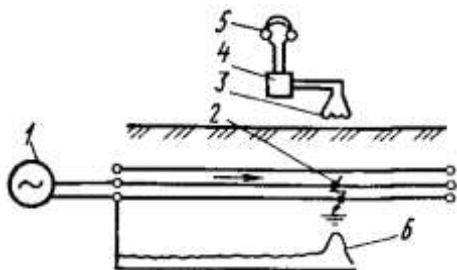


Рис. 65. Схема определения места повреждения кабеля индукционным методом:

1 — генератор звуковой частоты, 2 — место повреждения, 3 — приемная рамка, 4 — усилитель, 5 — телефон, 6 — электромагнитные колебания вдоль кабельной трассы

Места производства земляных работ по степени опасности повреждения кабелей делятся на две зоны: первая — участок земли, расположенный на трассе кабеля или на расстоянии до 1 м от крайнего кабеля напряжением выше 1000 В; вторая — участок земли, расположенный от крайнего кабеля на расстоянии свыше 1 м.

При работе в первой зоне запрещается: применять экскаваторы и другие землеройные машины; использовать ударные механизмы (клин-бабы, шар-бабы и др.) на расстоянии ближе 5 м; применять механизмы для раскопки грунта (отбойные молотки, электро-молотки) на глубину выше 0,4 м при нормальной глубине заложения кабеля (0,7—1 м); выполнять земляные работы в зимнее время без предварительного отогрева грунта; осуществлять работы без надзора представителем организации, эксплуатирующей кабельную линию.

Чтобы своевременно выявить дефекты изоляции кабеля, соединительных и концевых муфт и предупредить внезапный выход его из строя или разрушение токами коротких замыканий, проводят профилактические испытания кабельных линий повышенным напряжением постоянного тока.

При повреждении кабеля прежде всего определяют с помощью мегаомметра 2500 В характер неисправности. Измеряют сопротивление изоляции токопроводящих жил кабеля относительно земли и между собой каждой пары жил и проверяют на отсутствие их обрыва. Зону повреждения обнаруживают несколькими методами, но чаще всего индукционным (для определения мест замыкания между жилами кабеля). По двум замкнутым между собой жилам кабеля (рис. 65) пропускают ток 10—20 А звуковой частоты (800—1000 Гц) от специального генератора 1. При этом вокруг кабеля до места замыкания возникают электромагнитные колебания, распространяющиеся и над поверхностью земли. Эти колебания улавливают прибором с приемной рамкой 3, усилителем 4 и телефоном 5. Оператор, проходя с этим прибором по трассе, прослушивает звуки наведенных электромагнитных волн. Звук при приближении к месту повреждения сначала усиливается, а затем прекращается на расстоянии от него около 1 м.

Особое внимание уделяют кабелям, проложенным в районах прохождения электрифицированного транспорта. В такой кабельной линии следует измерять не менее 2 раз в течение первого года эксплуатации уровни потенциалов и блуждающих токов. Если уровень приблизился к опасной черте, принимают меры, устраняющие это явление.

Каждая линия должна иметь свой единый диспетчерский номер или наименование для удобства оперативных переключений. Открыто проложенные кабели и все кабельные муфты снабжают бирками с обозначениями марки, сечения, номера или наименования линии. На бирках соединительных муфт указывают номер муфты и дату монтажа.

Ремонт кабелей. Для ремонта кабелей сначала определяют места их повреждения и земляных работ по раскопке котлована, затем раскапывают кабель, разрезают его в месте повреждения и проверяют на отсутствие влаги в бумажной изоляции. При ее обнаружении вырезают участок кабеля в обе стороны от разреза и снова проверяют влажность изоляции, после чего выбирают кусок кабеля, равный вырезанному, и ставят две соединительные муфты. При отсутствии влаги в изоляции на месте разреза кабеля устанавливают одну соединительную муфту. При выходе из строя ранее смонтированной муфты ее вскрывают и устанавливают новую.

Ремонт кабельных линий. КЛ ремонтируются при их повреждениях, например при пробое изоляции кабеля, а основной операцией при ремонте КЛ является установка новой или замена существующей кабельной муфты. Таким образом, при эксплуатации КЛ используется, главным образом, система аварийно-восстановительного ремонта (система АВР).

Контрольные вопросы

1. Какова периодичность осмотров кабельных линий?
2. Какой фактор определяет допустимую нагрузку кабеля?
3. Какая перегрузка допускается для кабелей с различной изоляцией?
4. Для каких кабелей перегрузка не допустима?
5. Как испытывается изоляция кабелей?
6. Как измеряется сопротивление изоляции кабеля?
7. Каково должно быть сопротивление изоляции кабеля напряжением до 1 кВ?

8. Как определить характер повреждения кабеля?
9. Охарактеризуйте методы отыскания повреждений кабельных линий.
10. Какая система ремонта характерна для кабельных линий?

Тема 3. Техническое обслуживание пускорегулирующей аппаратуры и распределительных устройств.

3.1. Общие требования к распределительным устройствам и задачи их обслуживания

Распределительные устройства (РУ) подстанций представляют собой комплексы сооружений и оборудования, предназначенные для приема и распределения электрической энергии. Они бывают открытыми и закрытыми. Широкое распространение получили комплектные распределительные устройства (КРУ) для установки внутри помещений и непосредственно на открытом воздухе (КРУН). Их изготавливают в стационарном и выкатном исполнении и поставляют в собранном или полностью подготовленном для сборки виде. К оборудованию распределительных устройств предъявляются следующие основные требования:

- 1) По своим номинальным данным оборудование РУ должно удовлетворять условиям работы как в нормальном режиме, так и при к.з. В условиях нормального режима работы нагрев током проводников не должен превышать значений, установленных нормами. Это обеспечивает надежную работу токоведущих частей и гарантирует экономически оправданный срок службы изоляции, исключая ее ускоренное тепловое старение. В условиях к.з. оборудование РУ должно обладать необходимой термической и динамической стойкостью, т.е. оно должно надежно противостоять силам электродинамического воздействия и кратковременному нагреву токами к.з.
- 2) Изоляция оборудования должна соответствовать номинальному напряжению сети и выдерживать возможные в эксплуатации повышения напряжения при коммутационных и при атмосферных перенапряжениях. Важнейшим условием надежной эксплуатации изоляционных конструкций является содержание изоляции в чистоте путем систематической чистки (протирки), покрытия поверхности изоляторов гидрофобными пастами (обладающими водоотталкивающими свойствами), а для закрытых РУ – защита от проникновения в помещения пыли и вредных газов.
- 3) Оборудование должно надежно работать при допустимых перегрузках, которые не должны приводить к повреждениям и снижению срока его службы.
- 4) Производственные помещения РУ должны быть и безопасны при обслуживании оборудования персоналом, а также при ремонтах.
- 5) Температурный режим и влажность воздуха в помещениях закрытых РУ должны поддерживать такими. Чтобы не происходило выпадение росы на изоляторах. В закрытых РУ температура не должна превышать 40°C. Вентиляция помещений должна быть достаточно эффективной. Вентиляционные отверстия должны иметь жалюзи или металлические сетки. Окна в закрытых РУ должны быть заперты или защищены сетками, а проемы и отверстия в стенах и камерах заделаны для исключения возможного попадания животных и птиц. Кровля должна быть исправной. Цементные полы должны быть покрашены, чтобы избежать образования цементной пыли. Полы в помещениях КРУ с

выкатными тележками должны быть повышенной прочности и иметь металлические направляющие для выкатывания тележек с оборудованием.

- 6) Распределительные устройства должны быть оборудованы рабочим и аварийным электрическим освещением. Осветительная арматура должна устанавливаться таким образом, чтобы ее безопасное обслуживание. Освещенность рабочих мест при применении ламп накаливания должна быть не менее 30 лк в помещениях сборных шин, коридорах управления, камерах реакторов. Выключателей. Трансформаторов, КРУ и 10 лк на открытых РУ 35 кВ и выше.
- 7) Для ориентации персонала все оборудование и особенно приводы коммутационных аппаратов должны быть снабжены четкими, бросающимися в глаза надписями, указывающими название оборудования и диспетчерское наименование электрической цепи, к которой относится надпись. В РУ недопустимо не типовое (не характерное для данного РУ) расположение рукояток приводов шинных, разъединителей, когда, например, одни разъединители отключаются переводом рукоятки привода вниз, а другие – вверх. Выключатели и их приводы, разъединители, отделители, короткозамыкатели и заземляющие ножи должны иметь указатели положения «Включено» и «Отключено».
- 8) В помещениях РУ должен находиться инвентарь по технике безопасности и средств пожаротушения.

Задачами обслуживания РУ является:

- Обеспечение соответствия режимов распределительных устройств и отдельных электрических цепей техническим характеристикам установленного оборудования;
- Поддержание в каждый период времени такой схемы РУ и подстанций, чтобы они в наибольшей степени отвечали требованиям надежной работы энергосистемы и безотказной селективной работы устройств релейной защиты и автоматики;
- Систематический надзор и уход за оборудованием и помещениями РУ, устранение в кратчайший срок выявленных неисправностей и дефектов, так как развитие их может повлечь за собой отказы в работе и аварии;
- Контроль за своевременным проведением профилактических испытаний и ремонта оборудования;
- Соблюдение установленного порядка и последовательности выполнения переключений в РУ.

3.2. Шины и контактные соединения

Электрическое оборудование соединяется между собой для совместной работы системами проводников - шинами. По экономическим соображениям применяются, как правило, шины из алюминия и его сплавов. Медные Шины в последнее время находят применение в установках с большими токами и в специальных установках.

По форме поперечного сечения шины могут быть прямоугольные (плоские полосы), трубчатые (квадратного и круглого сечения). Применяются также шины корытного профиля, которые по своим свойствам близки к трубчатым шинам.

В распределительных устройствах нужной установки напряжением 35 кВ и выше получили распространение шины из гибких многопроволочных проводов. При рабочих токах выше 1000 А применяют пучки из двух, трех и большего числа проводов на фазу. В ряде случаев шины выполняют трубами из алюминия.

Площадь поперечного сечения шин выбирают по значению рабочего тока и току КЗ соответствующей цепи. При КЗ температура нагрева алюминиевых шин не должна превышать 200° С.

Места соединения шин между собой, а также с выводами электрооборудования получили название контактных соединений. Контактные соединения осуществляются непосредственно и с помощью специальной арматуры (гильзы, наконечники, болты и т.д.).

Контактные выводы электрооборудования выполняются, как правило, из материала, близкого по электрическим и механическим свойствам материалу внутренних токопроводящих элементов.

Таким образом, основными материалами контактных соединений являются медь и ее сплавы (латунь, бронза) и алюминий электротехнического значения.

Контактные соединения шин, кабелей, электрических аппаратов являются их неотъемлемыми и весьма ответственными частями. Причинами многих аварий на подстанциях были неудовлетворительные состояния контактных соединений. Повреждались соединители на шинах, что приводило к обрыву или перегоранию спусков в местах присоединения к шинам. Проходным изоляторам и аппаратам. Повреждались контактные соединения подвижных частей и гибких связей разъединителей вследствие неплотного касания, загрязнения и окисления контактных поверхностей.

В месте плохого контакта является большое количество тепла, которое приводит к нагреву и даже расплавлению металла соприкасающихся поверхностей. Задача содержания контактов в хорошем состоянии осложняется тем, что с течением времени они изменяют свои свойства: под действием воздуха и влаги происходит химическое и физическое старение металла. Поэтому все, в том числе и хорошо выполненные контакты, требуют постоянного наблюдения и ухода.

По назначению контактные соединения разделяют на неразъемные, разъемные и подвижные. Подвижными контактами снабжаются коммутационные аппараты.

По исполнению контакты бывают сварными, прессуемыми, обжимными, переходными с алюминия на медь, а у коммутационных аппаратов контакты соприкасающихся друг с другом деталей образуются благодаря упругому нажатию пружин. Практика показала, что сварные, прессуемые и обжимные контакты более надежны в эксплуатации, чем болтовые и особенно одноболтовые. Надежность оценивается числом выявленных в процессе эксплуатации дефектных контактов.

Основными контактными материалами являются медь и ее сплавы (латунь, бронза). Вторым после меди проводниковым материалом считается алюминий. Алюминиевые контакты обладают тем недостатком, что уже при обработке контактные поверхности мгновенно окисляются. И получить хороший контакт без удаления оксидной пленки невозможно.

Контактные поверхности из алюминия защищают меднением, лужением оловянисто-цинковым, серебрением и т.д. Надежные неразъемные контакты из алюминия выполняются сваркой. Серебрение значительно повышает электрические свойства контактов и защищает контактные поверхности от окисления при работе на воздухе.

Для защиты контактов масляных и воздушных выключателей от повреждения дугой к ним припаиваются тонкие металлокерамические накладки, изготавливаемые из порошка тугоплавкого вольфрама (или рения) и хорошо проводящих металлов (серебра или меди). Под действием электрической дуги металлокерамические накладки не повреждаются, металл с

их поверхности не разбрызгивается. Переходное сопротивление металлокерамических контактов обычно не ухудшается.

Качество любого контактного соединения помимо свойств металла, из которого выполнены контактные поверхности, зависит от способа обработки соединяемых поверхностей и силы, сжимающей их. Чистота обработки поверхностей влияет на значение переходного сопротивления главным образом в области малых нажатий. С увеличением нажатия чистота обработки сказывается меньше. Большие сжимающие силы (если они не превышают так называемых критических значений) обеспечивают более низкие переходные сопротивления. При условиях больше критических контактные поверхности искривляются, появляется текучесть металла шин, шайб, гаек и сопротивление контакта начинает возрастать. Чтобы не превысить критическое значение сил, болты зажимов затягивают ключом с регулируемым моментом.

Показатели, характеризующие исправное состояние контактов. Электрический ток в цепи нагревает проводники и контакты. Количество тепла, выделяющееся в контактном соединении, пропорционально квадрату тока и значению переходного сопротивления. Чем больше выделяется тепла, тем выше температура контакта. При длительно прохождении номинального тока температура нагрева контактов не должна превышать значений, установленных ГОСТ 8024-69 для токоведущих частей электрических аппаратов. Допустимые температуры нагрева приведены в таблице 5.1. За расчетную температуру окружающего воздуха принято $+35^{\circ}\text{C}$. температура элемента аппарата складывается из температуры окружающей среды θ_0 и превышения температуры τ , т.е. $\theta = \theta_0 + \tau$.

По конструкции контактные соединения выполняют таким образом, чтобы переходное сопротивление участка цепи, содержащей контакт, было меньше сопротивления участка целого провода такой же длины. Благодаря этому при хорошем контактном соединении температура его нагрева θ_k всегда меньше температуры целого проводника θ_n . Отношением этих величин можно характеризовать дефектность контакта $K'_{\text{деф}} = \theta_k / \theta_n$. Температуры следует измерять в период максимальных нагрузок.

В эксплуатации дефектность контактных соединений определяют на основе измерения падения напряжения на участке цепи, содержащем контактное соединение. При прохождении по контакту рабочего тока или измерения переходного сопротивления контакта. В первом случае измерения производят под рабочим напряжением измерительной штангой с укрепленным на ней милливольтметром. Измеряют падение напряжения ΔU_k на участке, содержащем контактное соединение, и падение напряжения ΔU_n на участке такой же длины целого провода. Во втором случае сопротивления контакта R_k и провода R_n измеряют на отключенном и заземленном участке цепи при помощи микроомметра.

Дефектность контактного соединения устанавливается следующими отношениями: $K''_{\text{деф}} = \Delta U_k / \Delta U_n$ и $K'''_{\text{деф}} = R_k / R_n$. Если состояние контакта хорошее, то коэффициент дефектности $K'_{\text{деф}}$, $K''_{\text{деф}}$, $K'''_{\text{деф}} < 1$. При коэффициенте дефектности больше единицы контакт считается дефектным и подлежит замене или ремонту.

Состояние контактных соединений коммутационных аппаратов оценивается абсолютными значениями их сопротивлений, которые не должны превышать нормируемых величин.

Таблица 3.1.

Допустимые температуры нагрева токоведущих частей аппаратов, $^{\circ}\text{C}$

Наименование частей аппаратов РУ	Наибольшая температура нагрева, °С		Превышение температуры над температурой окружающей среды, °С	
	На воздухе	В масле	На воздухе	В масле
Токоведущие (за исключением контактных соединений) и нетоковедущие металлические части: • Не изолированные и не соприкасающиеся с изоляционными материалами • Соприкасающиеся с трансформаторным маслом	120 -	- 90	85 -	- 55
Контактные соединения из меди, алюминия или из их сплавов с нажатием, осуществляемым болтами, винтами, заклепками и другими способами, обеспечивающими жесткость соединения: • Без покрытия • С покрытием оловом • С гальваническим покрытием серебром	80 90 105	80 90 90	45 55 70	45 55 55
Контактные соединения из меди или ее сплавов с нажатием, осуществляемым пружинами: • Без покрытия • С гальваническим покрытием серебром • С накладными пластинками из серебра или сплава марок СОК-15, СОМ-10	75 105 120	75 90 90	40 70 85	40 55 55
Выводы аппаратов, предназначенные для соединения с проводами нажатием с помощью болтов и другими способами, обеспечивающими жесткость соединения: • Без покрытия • С покрытием оловом • С гальваническим покрытием серебром	80 90 105	- - -	45 55 70	- - -

Измерение температуры и контроль нагрева контактных соединений. При обслуживании подстанций оперативный персонал ведет контроль за состоянием контактных соединений, как правило, по степени их нагрева в периоды прохождения максимальных токов нагрузки. Двумя другими методами (измерения падения напряжения и переходного сопротивления) пользуется ремонтный персонал. Правильность отбраковки дефектных контактов этими методами выше, чем при измерении температуры нагрева контакта. Измерение температуры нагрева контакта производится переносным электротермометром или при помощи термосвеч, которые позволяют лишь ориентировочно определить степень нагрева. Переносный электротермометр, предназначенный для измерений на токове-

дущих частях напряжением до 10 кВ, представляет собой компактный неравновесный мост. В одно из плеч которого включен медный термометр сопротивления, а в диагональ – микроамперметр. Для питания моста применяется сухая батарейка. Прибор крепится на изолирующей штанге. При измерении его прижимают к контакту и через 20-30 с измеренное значение температуры контакта считывается со шкалы прибора. Перед использованием электротермометром стрелку прибора устанавливают в нулевое положение при помощи корректора. Погрешность электротермометра $\pm 2,5\%$.

Степень нагрева контактов определяется при помощи термосвеч. Эксплуатационный комплект состоит из пяти свечей с температурами плавления 50, 80, 100, 140 и 160°C. Свечой, закрепленной специальным держателем на изоляционной штанге касаются отдельных частей контакта. При температуре нагрева обследуемой части, близкой к температуре плавления материала свечи, конец ее плавится. Первой применяют свечу с наиболее низкой температурой плавления. Если она плавится, то применяют другие свечи в порядке возрастания их температур плавления. Нагрев контактных соединений контролируют при осмотрах при помощи термопленочных указателей многократного действия в закрытых РУ и термоуказателей однократного действия с легкоплавким припоем – на открытых РУ. Термопленочные указатели в виде узких полосок наклеивают на металлические части, образующие контактное соединение. В интервале температур 70-100°C термопленка изменяет свой цвет с красного на черный. При охлаждении контакта черный цвет переходит в красный. Если контакт нагревается до температуры более 120°C и температура его удержится на этом уровне в течение 1-2 ч, термопленка приобретет грязновато-желтую окраску и после охлаждения контакта уже не восстановит своего первоначального красного цвета. По этим свойствам термопленки судят о нагреве контактов.

В местах, недоступных для контроля нагрева контактов при помощи термопленок (например, в открытых РУ). Применяют указатели нагрева с легкоплавким припоем. Два конца медной проволоки спаивают припоем с различным содержанием олова, свинца и висмута. Температура плавления таких припоев может быть получена от 95 до 160°C. Один конец спаянной проволоки закрепляют непосредственно на контактном зажиме, а другой, загнутый в колечко, - служит указателем. При нагреве контакта (а вместе с ним и указателя) до температуры, несколько превышающей температуру плавления припоя, указатель отпадает, что свидетельствует о недопустимости нагрева контакта.

В последние годы для выявления перегрева контактов используются тепловизоры и инфракрасные радиометры. Радиометр – прибор, фокусирующий тепловое излучение на чувствительный элемент, передающий соответствующий выходной сигнал на стрелочный индикатор. Радиометр типа ИК – 10Р способен регистрировать температуру в диапазоне 35 – 200°C. Наводка объектива радиометра на исследуемое контактное соединение производится через оптический окуляр. При измерении прибор устанавливается на расстоянии 2—20 м от токопроводящей части.

Опыт эксплуатации радиометров показал, что с их помощью выявляют неисправные контактные соединения разъединителей, токопроводов, наконечников кабелей, выводов силовых трансформаторов и другого оборудования.

3.3. Изоляторы высокого напряжения

На подстанциях применяются подвесные и опорные изоляторы. Каждый изолятор состоит из изолирующей части, изготовляемой из электротехнического фарфора или щелочного

стекла специальной технологии, и металлической арматуры, служащей для крепления изолятора к заземленной металлической или железобетонной конструкции с одной стороны, и для крепления к изолятору токопроводящих частей – с другой стороны. Изолирующие части соединяются с арматурой с помощью цементно-песчаных связок из портланд-цемента.

Изоляторы, изготавливаемые из фарфора, обладают высокой электрической и механической прочностью, а также стойкостью к атмосферным воздействиям и химически агрессивным средам. Внешняя поверхность фарфоровых изоляторов защищается глазурью, что уменьшает загрязняемость поверхности, облегчает ее самоочистку и повышает электрические и механические характеристики фарфора. Недостатками фарфоровых изоляторов являются их хрупкость и низкая ударная вязкость.

Изоляторы из щелочного стекла также имеют высокие электрические и механические характеристики, хорошую стойкость к перепадам температуры и к воздействию химически агрессивных сред. В процессе изготовления изоляторов детали из стекла для них подвергаются закалке, т.е. нагреву в печах и последующему охлаждению поверхности холодным воздухом. В результате такой термообработки внешний слой стекла сжимается, а внутренние слои остаются растянутыми — в стекле возникает равновесие напряжений сжатия и растяжения. Напряжение сжатия достаточно велико. Чтобы разрушить изолятор из закаленного стекла, необходимо прежде преодолеть силы этого напряжения. Именно этим и объясняются повышенные механические свойства и термостойкость изоляторов из стекла. Однако при сильных концентрированных ударах (например, камнем) механическая прочность стеклянных изоляторов оказывается ниже, чем фарфоровых: закаленное стекло рассыпается на мелкие кусочки.

Разрушенные стеклянные изоляторы выявляются визуально при осмотрах, подлежат замене, так как электрическая прочность остатков резко снижается, хотя механическая прочность их сохраняется некоторое время на достаточно высоком уровне.

Электрические и механические характеристики фарфоровых и стеклянных изоляторов во многом определяются их конструкциями и размерами. Отметим одну из существенных особенностей конструкции изоляторов. Изолирующая часть соединяется с арматурой изолятора с помощью цементно-песчаной связки. Материалы соединяемых между собой элементов неодинаковы и обладают различными коэффициентами линейного расширения. Если бы конструкция такого соединения была жесткой, т.е. отсутствовала возможность относительных перемещений элементов в узле соединения, то изоляторы разрушились бы вследствие естественных перепадов температуры. Для компенсации деформаций, возникающих из-за разницы температурных коэффициентов линейного расширения, и снижения коэффициента трения между поверхностями раздела контактирующих элементов наносятся компенсирующие промазки (тонкий слой битумного компаунда) и устанавливаются эластичные прокладки.

Опорные изоляторы делят на две группы: опорно-стержневые и опорно-штыревые. Опорно-стержневые изоляторы для внутренней установки напряжением 6-35 кВ конструктивно представляют собой полые фарфоровые изоляторы, армированные фланцами (для установки изоляторов) и колпачками (для крепления токопроводящих частей). На рис. 5.1,а показан опорно-стержневой изолятор на напряжение 10 кВ серии ОФ с квадратным фланцем и колпачком. Между торцами изолирующей части и арматурой установлены картоно-

вые (или толевые) прокладки. В комплектных РУ применяются изоляторы без внутренней полости с заделкой арматуры для крепления внутри тела изолятора (рис. 5.1,б).

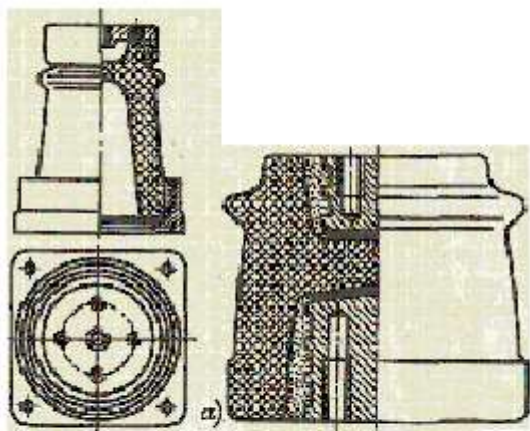


Рис. 5.1.
Опорно-стержневой изолятор на напряжение 10 кВ серии ОФ для внутренней установки (а), серии ОФ с внутренней арматурой для КРУ (б)

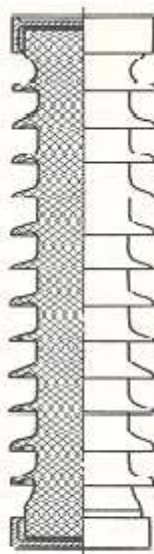


Рис. 5.2.
Опорно-стержневой изолятор на напряжение 110 кВ серии ОНС

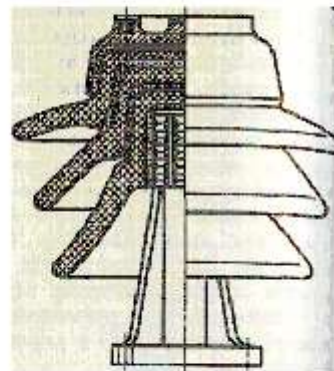


Рис. 5.3.
Опорно-щитовой изолятор на напряжение 35 кВ серии ОНШ

Опорно-стержневой изолятор серии ОНС для наружной установки показан на рис. 5.2. На напряжение до 110кВ применяются одиночные изоляторы, а на напряжение выше 110 кВ - сборочные конструкции из изоляторов на напряжение 110 кВ. Электрическая прочность таких изоляторов исключительно высока. Однако они не отличаются высокой механической прочностью при изгибающих нагрузках.

Для наружной установки предназначаются также опорно-стержневые изоляторы. На рис. 5-3 показан трехэлементный изолятор серии ОНШ на напряжение 35 кВ. Фарфоровые элементы соединены между собой цементной связкой, а наружная поверхность цементных швов защищена влагостойким покрытием. Изоляторы на напряжение 110кВ и выше собираются в колонки из изоляторов напряжением 35 кВ.

Подвесные изоляторы служат для подвешивания проводов к опорам воздушных линий и шин распределительных устройств к металлическим и железобетонным конструкциям подстанций. Изоляторы разделяются на тарельчатые и стержневые.

Тарельчатый изолятор содержит изолирующий элемент, к которому при помощи цементной связки крепится чугунная, покрытая цинком головка с гнездом для введения к нему стержня другого изолятора при их соединении в гирлянду. Всем элементам силовых узлов подвесных изоляторов приданы такие формы, чтобы изоляторы могли противостоять большим силам растяжения, а диэлектрик при этом испытывал бы только сжатие. Защита изоляторов от разрушения при температурных перепадах обеспечивается применением компенсирующих промазок и эластичных прокладок.

Число изоляторов в гирлянде выбирается в соответствии с номинальным напряжением установки.

Подвесные изоляторы стержневого типа используются на подстанциях в качестве растяжек для крепления воздушных выключателей и вентильных разрядников. Фарфор в этих

случаях работает на растяжение, в связи с чем механическая прочность стержневых изоляторов ниже прочности тарельчатых.

К числу основных причин, приводящих к повреждениям изоляции на подстанциях, относятся следующие: низкое качество изготовления изоляторов из-за применения некондиционного сырья, нарушения режимов обжига и охлаждения и других технологических режимов.

Причиной самопроизвольного разрушения стеклянных изоляторов является также попадание в стекломассу кусочков шихты, огнеупорных материалов, в местах нахождения которых возникают местные напряжения, приводящие к разрушению изолятора при колебаниях температуры и механических воздействиях.

Изменение свойств изоляторов (старение) в процессе эксплуатации. К основным факторам старения относят воздействие механических нагрузок, в результате чего образуются трещины в местах сочленений диэлектрика с арматурой, относительно быстрое старение компенсирующих промазок и прокладок, приводящие к снижению прочностных характеристик изоляторов, влияние изменений температуры окружающей среды, а также наличие в атмосфере химически активных веществ.

Загрязнение поверхности изоляторов уносами промышленных предприятий, а также непромышленными уносами (грунтовая пыль, морская соль и др.). Установлено, что наличие на поверхности диэлектрика осадка в сухом состоянии не оказывает заметного влияния на его разрядные характеристики. Благоприятные условия для перекрытия загрязненных изоляторов создаются при увлажнении поверхности при тумане, морозящем дожде, мокром снеге. Увлажненное загрязняющее вещество образует электролит, который под действием приложенного к изолятору напряжения и приводит к увеличению тока утечки по поверхности и дальнейшему развитию разряда вплоть до перекрытия изолятора. *Эксплуатационными мероприятиями, повышающими надежность работы изоляции в условиях загрязнений, являются:*

- усиление изоляции путем введения в гирлянды дополнительных элементов, а также замена изоляторов нормального исполнения на грязестойкие;
- чистка изоляции протиркой тряпками, смоченными в воде или растворителе;
- обмывка изоляторов под напряжением сплошной или прерывистой струей воды (в последнем случае с применением роторных прерывателей струи воды ОРГРЭС);
- применение гидрофобных покрытий, противодействующих возникновению проводящих ток дорожек при увлажнении поверхности (влаги на поверхности изолятора, обработанной гидрофобной пастой, находится в капельном состоянии).

Осмотры и профилактические испытания изоляторов. Дефектная изоляция на подстанциях выявляется визуальными осмотрами и проведением профилактических испытаний. При осмотрах обращается внимание на целостность изоляторов, отсутствие трещин и сколов, защищенность цементных швов от влаги, окраску арматуры и отсутствие подтеков ржавчины по поверхности изоляторов, степень загрязнения поверхности уносами, отсутствие коронирования. При осмотре подвесных изоляторов проверяется состояние узлов сочленений изоляторов (не расцепились ли изоляторы в гирляндах, не порваны ли шапки изоляторов).

Визуальные осмотры штыревых изоляторов коммутационных аппаратов должны производиться перед началом каждой операции включения или отключения аппарата, если операции выполняются с места установки аппарата. Во избежание поломок изоляторов в про-

цессе выполнения операций и падений разрушенных изоляторов следует придерживаться рекомендаций, изложенных в § 3.4.

Из известных методов профилактических испытаний подвесных и опорных фарфоровых изоляторов наиболее распространены измерение сопротивления изоляции, измерение распределения напряжения, механические испытания.

Измерение сопротивления изоляции производится на отключенном оборудовании мегаомметром на 2500 В при положительной температуре окружающего воздуха. Для оценки результатов измерений установлено минимально допустимое значение сопротивления, которое для каждого подвесного или каждого элемента штыревого изолятора должно быть не ниже 300 МОм.

Метод измерения **распределения напряжения** в настоящее время считается основным для контроля состояния подвесной и опорно-штыревой изоляции. Измерение распределения напряжения производится под рабочим напряжением с помощью специальной измерительной штанги. Сущность метода заключается в измерении падения напряжения на каждом элементе изолирующей конструкции и сравнении полученного результата с нормальным падением напряжения, т.е. с нормальным распределением рабочего напряжения вдоль всей гирлянды изоляторов или колонки опорно-штыревых изоляторов, когда в них нет поврежденных (дефектных) изоляторов. Нормы распределения напряжения обычно выдаются эксплуатационному персоналу в виде таблиц. Изолятор считается дефектным, если значение измеренного на нем падения напряжения менее указанного в таблице.

Подвесные изоляторы из закаленного стекла электрическим испытаниям не подвергаются. Поврежденные изоляторы выявляются визуальным осмотром.

Механическим испытаниям подвергают опорно-стержневые изоляторы серии ОНС разъединителей и отделителей. Изоляторы этой серии электрически непробиваемы. В целях предупреждения поломок изоляторов их испытывают изгибающим усилием, равным 40-60% минимального разрушающего усилия при статическом изгибе. Механическое усилие прикладывается к изоляторам каждого полюса разъединителя или отделителя с помощью стягивающего приспособления. Продолжительность испытания 15с.

3.4. Заземляющие устройства

Заземляющие устройства на подстанциях выполняют роль защитных и рабочих заземлений.

Защитное заземление обеспечивает безопасность обслуживающего персонала при возможных повреждениях изоляции электрического оборудования и замыканиях токопроводящих частей на землю. С этой точки зрения оно рассчитывается и выполняется так, чтобы напряжение прикосновения не выходило за пределы нормируемых значений (напряжение шага не нормируется, так как оно представляет собой меньшую опасность). На подстанциях заземляются баки трансформаторов и дугогасящих реакторов, корпуса электрических машин, аппаратов и их приводы, вторичные обмотки измерительных трансформаторов, каркасы щитов и пультов, металлические конструкции распределительных устройств и другое оборудование, которое может оказаться под напряжением.

Рабочее заземление необходимо для нормальной работы электроустановок в целях придания им определенных эксплуатационных свойств, а именно: возможности сохранения некоторое время поврежденной линии в работе, эффективного гашения дуговых замыканий на землю, снижения уровня изоляции силовых трансформаторов, снижения коммутацион-

ных перенапряжений и др. Перечисленные свойства электроустановки приобретают в зависимости от способа заземления нейтралей обмоток силовых трансформаторов. В связи с этим различают электроустановки, Работающие с изолированной нейтралью, заземленной через дугогасящие реакторы (компенсированные сети), с заземленной нейтралью через активные и индуктивные сопротивления, в том числе и с глухозаземленной нейтралью (эффективно-заземленные сети).

С изолированной нейтралью обычно работают сети напряжением 6-10 кВ, электрическая емкость которых невелика и ток замыкания на землю не превышает 30 и 20 А соответственно. При таких токах в месте замыкания на землю происходит самопогасание дуги.

Если ток замыкания на землю превышает указанные значения, прибегают к компенсации его с помощью дугогасящего реактора, один из выводов которого подключают к нейтрали силового трансформатора, а другой — к заземляющему устройству (подробнее см.

§10.1). С компенсацией емкостного тока работают сети напряжением до 35 кВ.

Сети напряжением 110 кВ и выше относят к эффективным сетям (см. § 1.7). Нейтрали всех (или части) силовых трансформаторов присоединяют к заземляющим устройствам подстанции наглухо (или через заземляющие реакторы с небольшой индуктивностью) с таким расчетом, чтобы при однофазных КЗ в сети напряжение на неповрежденных фазах относительно земли не превышало $1,4\sqrt{3}U_{\phi}$. Для эффективно-заземленных сетей характерны большие значения токов замыкания на землю при небольшой длительности их прохождения (поврежденный участок сети отключается действием релейной защиты).

К заземлителям подстанций присоединяются также вентильные разрядники и молниеотводы, защищающие оборудование от перенапряжений и прямых ударов молнии. Такое заземление называют грозозащитным.

Заземляющие устройства подстанций обычно используют для трех видов заземлений: защитного, рабочего и грозозащитного. Основным требованием к такого рода заземляющим устройствам является требование безопасности персонала. Если оно удовлетворяется, то рабочее заземление, как правило, не предъявляет дополнительных требований к заземляющему устройству. Снижение сопротивления заземляющего устройства требуется лишь при больших значениях тока КЗ.

Заземляющие устройства подстанций выполняются из заземлителей (вертикальных металлических труб) и соединенных между собой в заземляющую сетку горизонтальных полюсов, проложенных в земле, а также наземных заземляющих магистралей и проводников, связывающих оборудование с заземлителями. Каждый заземляемый элемент оборудования присоединяется к магистрали отдельным проводником.

Присоединение заземляющих проводников к корпусам аппаратов и конструкциям выполняется сваркой или надежным болтовым соединением.

Заземляющие проводники, проложенные в распределительных устройствах, должны быть доступны для внешнего осмотра, при котором проверяется их целостность, состояние соединений, непрерывность проводки. Места присоединения к заземляющим устройствам переносных заземлений должны быть очищены от краски и защищены смазкой от коррозии. В эксплуатации состояние заземляющих устройств периодически контролируется: проводится выборочная проверка заземлителей, находящихся в земле; проверяется сопротивление заземляющих устройств. Измерения проводятся в периоды наименьшей проводимости почвы, т. е. при сухой или промерзшей почве.

3.5. Оперативная блокировка

Ошибочные операции с разъединителями и отделителями, разъёмными контактами выкатных тележек КРУ, заземляющими ножами приводят к авариям и несчастным случаям с персоналом, принимавшим участие в переключениях.

На основании многолетнего опыта эксплуатации было установлено, что ни знания оперативным персоналом производственных инструкций, ни предупреждающие плакаты и надписи, ни различного рода сигнальные устройства не являются достаточной гарантией против ошибок, допускаемых при переключениях. Для предотвращения неправильных операций в РУ применяют блокирующие устройства между выключателями и разъединителями и заземляющими ножами. Блокировка обеспечивает выполнение операций данным аппаратом в зависимости от положения других.

Блокировка выключателей с разъединителями контролирует действия персонала с коммутационными аппаратами, разрешая выполнение операций в определенной последовательности. В случае нарушения установленной последовательности операций блокировка запрещает их выполнение.

Блокировка заземляющих ножей с разъединителями должна выполняться так, чтобы нельзя было разъединителями подать напряжение на участок электрической цепи, если там включены заземляющие ножи. В равной мере она должна запрещать включение заземляющих ножей на токоведущие части, не отделенные разъединителями от частей, находящихся под напряжением.

Конструктивно блокировка заземляющих ножей в сторону линии с линейными разъединителями выполняется в виде механической связи приводов собственно разъединителей и их заземляющих ножей. Такого рода блокировка не исключает возможности включения заземляющих ножей на напряжение, не снятое с линии со стороны смежной подстанции, а также подачи напряжения на включенные там заземляющие ножи. Поэтому персонал обязан проявлять особую бдительность в отношении действий с заземляющими ножами при выводе линий в ремонт и подаче напряжения после ремонта.

В эксплуатации еще имеются блокирующие устройства, выполненные не в полном объеме, т.е. такие, которые не предотвращают проведения ряда неправильных операций с разъединителями и заземляющими ножами. Например, в открытых РУ с большим числом электрических цепей заземляющие ножи, включаемые в сторону сборных шин, обычно имеют механическую блокировку только с разъединителями трансформатора напряжения, в то время как при полном объеме они должны иметь блокировку с шинными разъединителями всех электрических цепей, включаемых на эту систему шин. Наличие в эксплуатации блокировочных устройств, выполненных не в полном объеме, вносит элемент сложности в оперативное обслуживание подстанций, обязывая персонал выполнять переключения по бланкам переключений и применять дополнительные меры, обеспечивающие безопасное проведение ремонтных работ.

Привод разъединителей, включением которых может быть подано напряжение на заземленные участки, запирают в этом случае висячими замками. Ключи от замков хранят у оперативного персонала и никому не выдают. Включение заземляющих ножей на сборные шины и операции с шинными разъединителями при ремонтах производят в присутствии контролирующих лиц проверки схемы в натуре.

В КРУ имеется возможность выполнения и обычно выполняется блокировка, запрещающая выкатывание тележек из рабочего положения и вкатывание в рабочее положение с

включенным выключателем. Блокировка в шкафах КРУ не разрешает включение там заземляющих ножей, если тележка с выключателем находится в рабочем положении, а также не позволяет вкатывать в рабочее положение тележки при включенных заземляющих ножах. Блокировка КРУ запрещает включение заземляющих ножей на сборные шины при рабочем положении выключателей тех электрических цепей, по которым возможна подача напряжения на шины. Блокировка не разрешает также вкатывание в рабочее положение тележек этих электрических цепей при включенных заземляющих ножах на сборных шинах КРУ.

Кроме оперативной блокировки в КРУ выкатного исполнения имеются автоматические шторки, закрывающие доступ в отсек неподвижных разъединяющихся контактов при выкатывании из шкафа тележки выключателя.

В КРУ стационарного исполнения в систему блокировки включены запоры сетчатых дверей ячеек. Которые открываются только после отключения электрической цепи выключателем и разъединителем.

На основании сказанного можно сделать вывод о том, что блокировка в КРУ выполняется в объеме, достаточном для предотвращения ошибочных операций при переключениях, если при этом не нарушалось взаимодействие отдельных элементов блокирующих устройств. Однако в эксплуатации были случаи, когда при приложении больших усилий механическая блокировка в КРУ отказывала в работе и позволяла вкатывать и выкатывать тележки с выключателями под нагрузкой или вкатывать тележки в рабочее положение при включенных заземляющих ножах.

Свою роль выполняет только при ее исправности и бережном отношении к ней персонала.

Отказы в работе часто возникают вследствие некачественного монтажа шкафов КРУ, смещения заблокированных деталей приводов (валов, рукояток, сеток), неисправности вспомогательных сигнальных контактов КСА, коррозии и загрязнения блок-замков. Для предотвращения случаев отказа блокировки необходимы периодические проверки ее действия, защита от неблагоприятных атмосферных явлений (дождь, снег) и загрязнений, вносимых из окружающей среды (пыль), срочный ремонт при повреждениях.

Общеизвестные недостатки конструкции и отдельных узлов блокировочных устройств. Однако они еще не должны вызывать чувства недоверия к блокировке. *Запрещение блокировкой операций должно восприниматься персоналом как абсолютно правильное, не требующее какого-либо вмешательства в ее работу.*

Анализ аварий, связанных с отключением разъединителей под нагрузкой и подачей напряжения на включенные заземляющие ножи, показывает, что все они, как правило, имели место там, где персонал пренебрегал работой блокировки и принудительно выводил ее из действия.

В эксплуатации все устройства блокировки должны находиться в работе. Цепи питания электромагнитной блокировки целесообразно держать постоянно под напряжением, чтобы непрерывно контролировать состояние их изоляции. Во время переключений персоналу запрещается нарушать взаимодействие элементов блокировки.

Если блокировка не разрешает проведение какой-либо операции, кажущейся на первый взгляд правильной, переключения следует прекратить и проверить:

- Правильность выбранного коммутационного аппарата;

- Положение всех тех коммутационных аппаратов, операции с которыми должны были предшествовать проводимой операции;
- Целость предохранителей в цепях блокировки и исправность электромагнитного ключа.

Если проверка не даст никакого результата. Персонал должен возвратиться на щит управления и сообщить о невозможности выполнения операции диспетчеру, отдавшему распоряжение о переключении.

Оперативному персоналу, непосредственно производящему переключения, запрещается принудительно деблокировать неисправную (по его мнению!) блокировку. Неисправность блокировки должна удостоверяться лицом, ответственным за ее техническое состояние (начальник подстанции, старший инженер и т.д.). По его указанию неисправная блокировка выводится из работы.

Если в нормальных условиях эксплуатации возникнет необходимость деблокирования, а операции выполнялись без бланка переключений, необходимо составить бланк переключений с внесением в него операций по деблокированию.

В аварийных ситуациях разрешение на деблокирование может дать диспетчер, в оперативном управлении которого находится оборудование.

При несчастном случае, когда блокировка препятствует быстрому проведению переключений, коммутационные аппараты могут быть деблокированы без разрешения вышестоящих лиц. Однако в этом случае необходим строгий контроль последовательности проводимых операций по схеме.

О всех случаях деблокирования должна производиться запись в оперативном журнале.

Во время дежурства (или посещения подстанции ОВБ) следует проверять сопротивление цепей электромагнитной блокировки с помощью устройства контроля изоляции.

3.6. Комплектные распределительные устройства внутренней и наружной установок 6 – 10 кВ

Комплектные РУ имеют ряд преимуществ по сравнению с обычными закрытыми РУ: они в значительной степени отвечают требованиям индустриализации энергетического строительства; при хорошем техническом исполнении удобны и безотказны в работе; надежны в эксплуатации. Однако эти преимущества могут быть реализованы только при правильно выполненном монтаже шкафов, качественной наладке и регулировке оборудования, учете особенностей конструкции и накопленного опыта эксплуатации КРУ. Нарушение этих условий приводит к отказам и авариям в работе КРУ и КРУН (отечественного и зарубежного производства) с выходом из строя большого числа ячеек.

Применяются комплектные РУ внутренней установки КРУ (рис. 5.4) и наружной установки КРУН (рис. 5.5). Электрическая схема этих установок видна из рисунков.

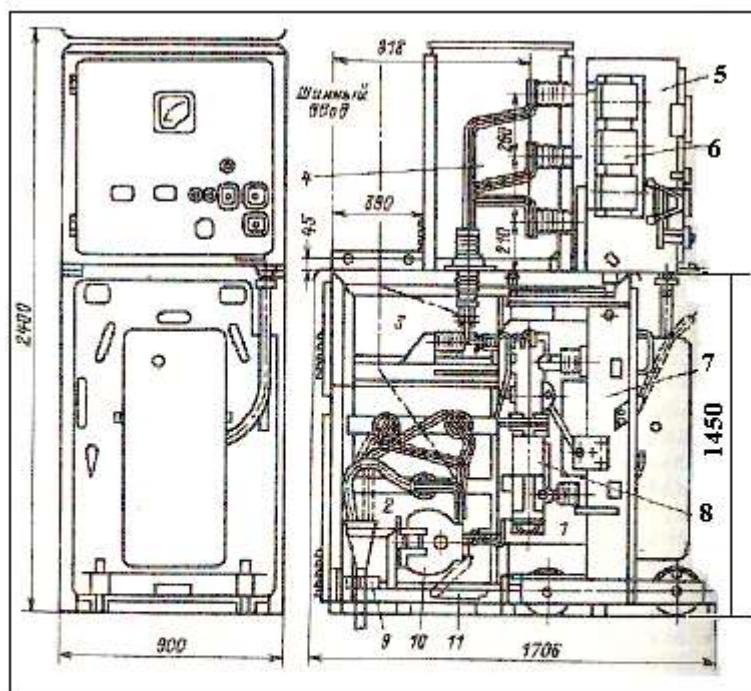


Рис. 5.4

Шкаф КРУ серии К-ХП с выключателями ВМП-10:

1 — отсек выкатного элемента; 2 — отсек трансформаторов тока и кабельного ввода; 3 — отсек шинных разъединяющих контактов; 4 — отсек сборных шин; 5 — приборный шкаф; 6 — релейный отсек; 7 — тележка; 8 — выключатель; 9 — трансформатор тока нулевой последовательности; 10 — трансформатор тока; 11 — стационарный заземлитель

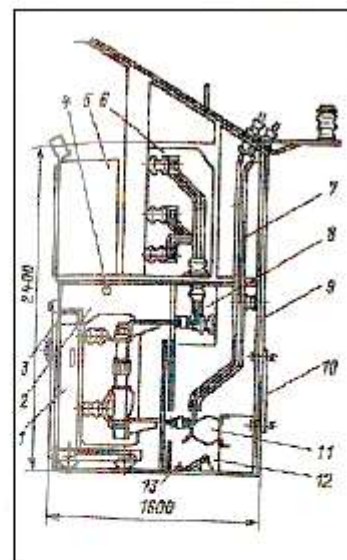


Рис. 5.5

Шкаф КРУН серии К-37:

1 — выкатной элемент; 2 — отсек выкатного элемента (выключатель); 3 — корпус; 4 — лампа накаливания; 5 — релейный шкаф; 6 — отсек сборных шин; 7 — шинный ввод; 8 — отсек шинных разъединяющих контактов; 9 — съемная задняя стенка; 10 — дверца; 11 — трансформатор тока; 12 — отсек линейных разъединяющих контактов; 13 — стационарный заземлитель

Комплектные РУ поставляются промышленностью шкафами со встроенным в них электрическим оборудованием, устройствами релейной защиты и автоматики, измерения, сигнализации и управления. Шкафы, в которых коммутационные аппараты и другое электрическое оборудование установлено в корпусах шкафов неподвижно, относят к комплектным РУ стационарного исполнения. При размещении оборудования на выдвижных тележках шкафы относят к комплектным РУ выдвижного исполнения.

Конструктивно КРУ обладают следующими особенностями. Рабочее пространство в ячейке разделено перегородками на отсеки: аппаратов высокого напряжения, сборных шин. Релейной защиты, измерений и управления. Это преследует цели локализации аварий и удобства обслуживания. Изоляционные расстояния по воздуху токоведущими частями и заземленными конструкциями ограничены габаритами ячеек, что требует содержания в хорошем состоянии изоляции и поддержания необходимого микроклимата в ячейках.

В КРУ выкатного исполнения тележки выключателей могут занимать два фиксированных положения: рабочее и контрольное. В рабочем положении тележки выключатель находится под нагрузкой или под напряжением, если он отключен. В контрольном положении тележки напряжение с выключателя снимается размыканием первичных разъединяющих контактов. Вторичные цепи при этом остаются замкнутыми с помощью штепсельного разъёма и выключатель может быть опробован на включение и отключение. Для ремонта выключатель на тележке полностью выкатывается из шкафа (ремонтное положение). Каждый раз при вкатывании тележки в рабочее положение необходимо точное вхождение первичных разъединяющих контактов.

При перемещениях тележек с выключателями персоналом должна соблюдаться строгая последовательность действий.

Перед выкатыванием тележки с выключателем из рабочего положения в ремонтное следует проверить, что выключатель отключен и пружины привода ослаблены. После этого тележка расфиксируется и перемещается в контрольное положение. В контрольном положении рассоединяется штепсельный разъем вторичных цепей, и тележка выкатывается из шкафа в ремонтное положение.

Перед вкатыванием тележки с выключателем из ремонтного положения в контрольное необходимо проверить:

- с защитных шторок снят навесной замок;
- выключатель отключен;
- стационарные заземлители отключены (переносные заземления сняты);
- положение фиксирующего устройства тележки соответствует выполняемой операции;
- в ячейке и на выключателе нет посторонних предметов (инструмента, проводов, протирочного материала).

Далее следует вкатить тележку в контрольное положение и закрепить ее фиксирующим устройством.

В контрольном положении тележки следует соединить штепсельный разъем вторичных цепей. При необходимости выключатель может быть опробован на включение и отключение (в КРУ без выкатных элементов опробование производится при отключенных разъединителях).

Для последующего ввода выключателя в работу следует расфиксировать тележку и с помощью механизма перемещения (или вручную) перевести тележку с выключателем в рабочее положение. В рабочем положении нужно проверить фиксацию тележки. У выключателей с пружинным приводом следует завести пружины привода и проверить их действительное положение, включить выключатель, проверить посадку привода на защелку и убедиться, нет ли ненормального шума в шкафу. Если выключатель недовключился, его необходимо отключить и принять меры по устранению дефекта.

На присоединении линии при правильной посадке пружинного привода на защелку нужно подготовить выключатель для работы в цикле АПВ, для чего необходимо завести с помощью автоматического моторного редуктора (АМР) пружины, проверить действительное положение пружин и ввести в работу АПВ.

Заметим, что в КРУ производства Германской Демократической Республики и других стран порядок перемещения тележек с выкатными элементами из одного положения в другое может быть иным. Эксплуатация их КРУ должна производиться в соответствии с инструкциями предприятий изготовителей.

По исполнению КРУН могут иметь шкафы с выдвижными элементами (выключатели, разъединители, предохранители, трансформаторы напряжения а также без выдвижных элементов (трансформаторы собственных нужд, конденсаторы, аппаратура ВЧ связи).

Представленный на рис. 5.5 шкаф ввода серии К-37 относится к КРУН с выдвижным элементом.

Тележка с выключателем в шкафу КРУН К-37 может занимать три фиксированных положения: рабочее, контрольное и промежуточное (среднее положение между контрольным и ремонтным). Из ремонтного положения в промежуточное и обратно выдвижной элемент перемещается вручную с помощью ручек, из промежуточного положения в контрольное и обратно -с помощью червячного механизма перемещения, встроенного в раму выключа-

теля. На фасаде выдвижного элемента имеется указатель, показывающий то или иное фиксированное положение.

Согласно Правилам техники безопасности при работах на отходящих воздушных или кабельных линиях (вне КРУН) тележку с выключателем допускается устанавливать в промежуточное (вместо ремонтного) положение и запирают ее на замок. Это значительно облегчает работу оперативного персонала.

Для защиты персонала от случайного прикосновения к токопроводящим частям, находящимся под напряжением, в шкафах комплектных РУ предусмотрены автоматические шторки падающего типа, которые закрываются при выкатывании выдвижного элемента из шкафа и запираются персоналом на замок. Имеется оперативная блокировка, предостерегающая персонал от выполнения ошибочных операций. Перечисленным особенностям должны отвечать как совершенство конструктивных решений комплексных РУ в целом, так и качество изготовления отдельных деталей и узлов ячеек.

В эксплуатации выявлены некоторые дефекты конструкции комплектных РУ, что в сочетании с некачественным выполнением строительно-монтажных работ и неудовлетворительно поставленной эксплуатацией приводит к серьезным повреждениям и авариям.

Большое число повреждений КРУ и КРУН происходит при к.з. в концевых заделках кабелей, что само по себе объясняется дефектами их монтажа. Отсутствие перегородок между кабельным отсеком и отсеком выключателя, как правило, приводит к развитию повреждения. При наличии многочисленных отверстий в ячейках и обилии копоти дуга обычно переходит на сборные шины и оборудование соседних ячеек. Аналогичным образом развиваются аварии при отказе и повреждении выключателей, перекрытиях изоляции и в других случаях. Все это свидетельствует о недостаточной локализационной способности ряда серий КРУ и КРУН.

Заметим, что отечественной промышленностью учтен опыт эксплуатации и в настоящее время выпускаются серии К-104, в которых отсек сборных шин расположен внизу корпуса шкафа, а кабельный ввод находится в специальном отсеке, отделенном от отсека сборных шин глухой перегородкой (рис. 5.6). Такая конструкция КРУ обеспечивает сохранность оборудования при КЗ в концевых заделках кабелей.

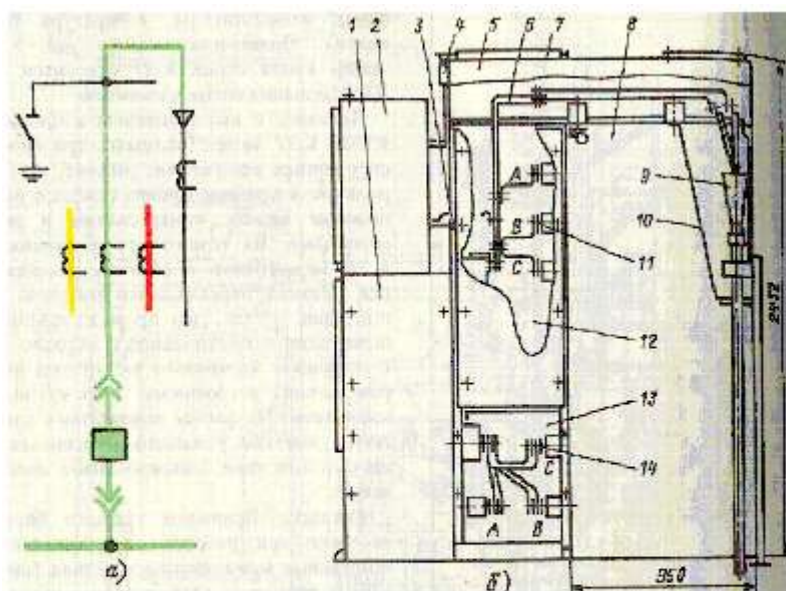


Рис. 5.6 Шкаф КРУ серии К 104 с выключателем ВК-10:

а - электрическая схема главных цепей; б - шкаф кабельного ввода; 1 - отсек выходного элемента; 2 - релейный шкаф; 3 - разгрузочный клапан отсека выходного элемента; 4 - конечный выключатель; 5 - шинный блок кабельного ввода; 6 - шины ввода; 7 - разгрузочный клапан линейного отсека; 8 - отсек кабельного ввода; 9 - разделка силового кабеля; 10 - съемная крышка у кабельных разделок; 11 - шины ответвлений в соседний шкаф; 12 - линейный отсек; 13 - отсек сборных шин; 14 - сборные шины

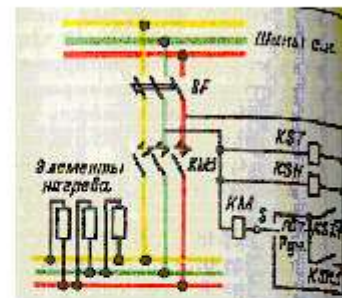


Рис. 5.7. Схема устройства для сушки воздуха в шкафах КРУ;

KST - термореле; KSH - реле влажности воздуха; KM - магнитный пускатель; S - рубильник переключения режима

Для снижения тяжести повреждений, происходящих при КЗ в шкафах, применяют «дугую защиту». Эта защита без выдержки времени отключает выключатели присоединений питающих секцию, при возникновении электрической дуги. В защите используются датчики, реагирующие на резкое повышение температуры, давления, а также интенсивность светового излучения. Для предупреждения ложных срабатываний в схему защиты вводятся блокировки по току и напряжению.

В шкафах серии К-104 для дуговой защиты используются контакты конечных выключателей (рис. 5,6), связанные с разгрузочным клапаном. При закрытом положении клапана контакты конечного выключателя разомкнуты. разгрузочный клапан открывается при появлении открытой электрической дуги и повышении давления в шкафу во время КЗ. Откидывание клапана приводит к замыканию контактов конечного выключателя и ускоренному отключению питающих КЗ присоединений.

Кроме дуговой защиты применяется токовая защита шин секции, которая срабатывает на отключение питающих присоединений только при КЗ на шинах; запрещается АВР секционных выключателей и трансформаторов, если КЗ возникло на шинах.

Причинами многих повреждений являются дефекты, допускаемые при выполнении строительных и монтажных работ: плохая герметизация шкафов, перекосы шкафов при установке, неисправности блокирующих устройств и др.

При недостаточной герметизации в шкафы попадает влага и пыль. Увлажнение загрязненной изоляции при общей повышенной влажности вызывает перекрытия изоляции, что особенно характерно для КРУН.

Перекосы отдельных элементов шкафов ведут к затиранию тележек с оборудованием при переводе их из рабочего положения в ремонтное и обратно. В этих случаях персонал вынужден перемещать тележки вручную с приложением большой мускульной силы с применением рычагов, при этом часто повреждаются разъединяющие контакты первичной цепи и опорные изоляторы.

Плохая регулировка и дефекты механизмов блокировки приводят к ошибочным действиям персонала при переключениях и авариям при вводе оборудования из ремонта в работу.

Осмотры и обслуживание. Перед осмотром комплектного РУ необходимо прежде всего убедиться в отсутствии шума и характерных потрескиваний внутри шкафов. При обнаружении ненормального шума или дыма приближаться к шкафам не следует. В случае необходимости снятия напряжения с поврежденного оборудования шкафов должно производиться дистанционно.

При осмотрах КРУ и КРУН без их отключения проверяют:

- работу сети освещения;
- отопления (в холодное время года) помещений и шкафов,
- уровень масла в маслонаполненных аппаратах,
- отсутствие течей масла;
- состояние разъединителей; разъединяющих контактов первичной цепи, механизмов блокировки, доступных для осмотра;
- состояние контактных соединений шин и их термоиндикаторов;
- степень загрязненности, отсутствие видимых повреждений и коронирования изоляторов;
- состояние цепей вторичных соединений (рядов зажимов, штепсельных разъемов, гибких связей, реле и измерительных приборов);
- показания измерительных приборов;
- действие ключей (кнопок) управления выключателями, находящимися в контрольном положении;
- состояние низковольтных аппаратов (автоматических выключателей, предохранителей и т. д.);
- качество уплотнений дверей и днищ; отсутствие щелей, через которые в шкафы могут проникнуть мелкие животные и птицы.

Наблюдение за оборудованием ведется через смотровые окна и сетчатые ограждения.

При обнаружении повреждений, могущих привести к аварии, необходимо срочное принятие мер по их устранению. Сведения о других дефектах, не требующих немедленного устранения, записываются в журнал дефектов для последующего устранения их.

Практика показала, что в КРУН при резких перепадах температуры наружного воздуха происходит повышение относительной влажности в шкафах (в отдельные периоды года до 100%) и увлажнение поверхности изоляторов. По увлажненной поверхности происходит перекрытие изоляторов. Для борьбы с перекрытиями изоляции необходимо систематически. В зависимости от местных условий производить чистку изоляции от пыли. Эффективным способом повышения надежности изоляции КРУН является обмазка изоляторов гидрофобными пастами.

В шкафах следует поддерживать микроклимат с относительной влажностью воздуха 60-70%. Для этого шкафы утепляются минераловатными плитами и оборудуются электроподогревателями, которые должны автоматически включаться. Когда относительная влажность составляет более чем 65-70%.

Значительные понижения температуры наружного воздуха могут привести также к неудовлетворительной работе встроенной в шкафы аппаратуры. Поэтому при температуре ниже 5 °С должен предусматриваться обогрев счетчиков и релейной аппаратуры, а при температуре —25 °С — обогрев масляных выключателей.

Автоматическое включение нагревательных устройств выполняется с помощью реле влажности воздуха (вла-горегулятор ВДК) и термореле (датчик ДТКБ). Упрощенная схема устройства для сушки воздуха и отопления в шкафах КРУ приведена на рис. 5.7.

В летнее время из-за нагрева солнечными лучами температура КРУН может превысить максимально допустимую (40 °С), что отрицательно сказывается на работе контактных соединений аппаратов, концевых кабельных разделок и т. д. Снижение перегрева КРУН солнечными лучами достигается окраской поверхности шкафов белой краской, установкой навесов, устройством принудительной приточно-вытяжной вентиляции.

Укажем на опасность, которой может подвергнуться персонал, обслуживающий комплектные РУ. При недовключении масляного выключателя или повреждении его контактной системы в дугогасительной камере под воздействием тока нагрузки или тока КЗ может возникнуть дуга, при этом масло разлагается дугой с образованием взрывоопасной смеси газов. Отмечены случаи, когда взрывоопасная смесь газов накапливалась в верхних невен-тилируемых отсеках комплектных РУ и взрывалась при благоприятных условиях. Взрывоопасны выключатели с пружинными приводами из-за недостаточного усилия рабочих пружин, которые недовключают выключатель или включают его без посадки привода на щелку.

Наиболее опасно ручное включение выключателей на неустраненное КЗ. У выключателей ВМП-10 даже небольшая задержка кнопки в конечном (утопленном) положении приводит к повторному включению на КЗ после его автоматического отключения. Для безопасности персонала, включающего выключатель на возможное КЗ следует пользоваться переносной кнопкой дистанционного управления подсоединяемой шланговым проводом к розетке привода.

При обслуживании КРУ и выполнении ремонтных работ персоналу запрещается:

- проникать в высоковольтную часть ж без снятия напряжения и наложения заземления;
- накладывать заземления (включать стационарные заземлители) без видимого разрыва электрической цепи и без проверки отсутствия напряжения на заземляемых токопроводящих частях;
- производить работы на выключателе или приводе при взведенных пружинах и включенных цепях управления;
- выводить из работы блокирующие устройства, демонтировать защитные шторки и перегородки между отсеками ячеек;
- открывать выхлопные (разгрузочные) клапаны, так как это может привести к отключению выключателей;
- производить осмотры и работы в КРУН во время грозы и дождя.

При ремонтах КРУ имели место случаи тяжелого травматизма. Опыт показывает. Что для выполнения ремонтных работ в ячейках КРУ целесообразно в каждом отдельном случае рассматривать возможность полного обесточения той или иной секции и неподвижных разъединяющих контактов. Необходимо предупреждать персонал об опасности при работах в ячейках, где может оказаться напряжение со стороны соседней секции или от трансформатора. Внутри таких ячеек на шторках должны быть нанесены предупреждающие надписи, например «Внимание! Напряжение снизу!». При выводе в ремонт сборных шин КРУ следует шторки вводных ячеек секционных выключателей и трансформаторов собственных нужд запирать на замок, а ячейки присоединений, по которым может быть подано напряжение, закрывать переносными ограждениями с четкими предупреждающими

надписями. В процессе ремонта должно категорически запрещаться перемещение защитных ограждений, снятие и открытие шторок, препятствующих проникновению в отсек при наличии там напряжения.

В процессе ремонта должно категорически запрещаться перемещение защитных ограждений, снятие плакатов и заземлений, снятие замков со шторок и дверей ячеек.

3.7.Комплектные распределительные устройства 110—220 кВ с элегазовой изоляцией

В § 3.1 дано краткое описание элегазового выключателя. Там же названы основные физико-химические свойства элегаза. Высокие изоляционные и другие свойства элегаза положены в основу создания комплексов электрических аппаратов, образующих комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией КРУЭ.

Отметим характерные особенности конструкций КРУЭ. Собирают КРУЭ из стандартных электрических элементов (выключателей, разъединителей, заземлителей, трансформаторов тока и напряжения, сборных и соединительных шин). Каждый элемент оборудования заключают в герметизированную металлическую заземленную оболочку, необходимую для сохранения изолирующей среды (элегаза) под определенным избыточным давлением. Оболочки изготовляют из немагнитного металла (сплав алюминия, конструкционная сталь) во избежание нагрева их переменным магнитным потоком. Оболочки отдельных элементов соединяют между собой при помощи фланцев с уплотнениями из синтетического каучука, этиленпропилена и других материалов. Внутренние объемы оболочек нескольких таких элементов, работающих под одинаковым избыточным давлением, объединяют в секции. В целом КРУЭ секционированы по газу. Каждая секция имеет свою контрольно-измерительную газовую аппаратуру.

Электрическое соединение элементов оборудования в КРУЭ выполняется разъемным через многоламельный контакт одного элемента с токопроводящим стержнем другого. Исполнение КРУЭ отдельными элементами дает возможность демонтажа и ремонта любого элемента без демонтажа остальных.

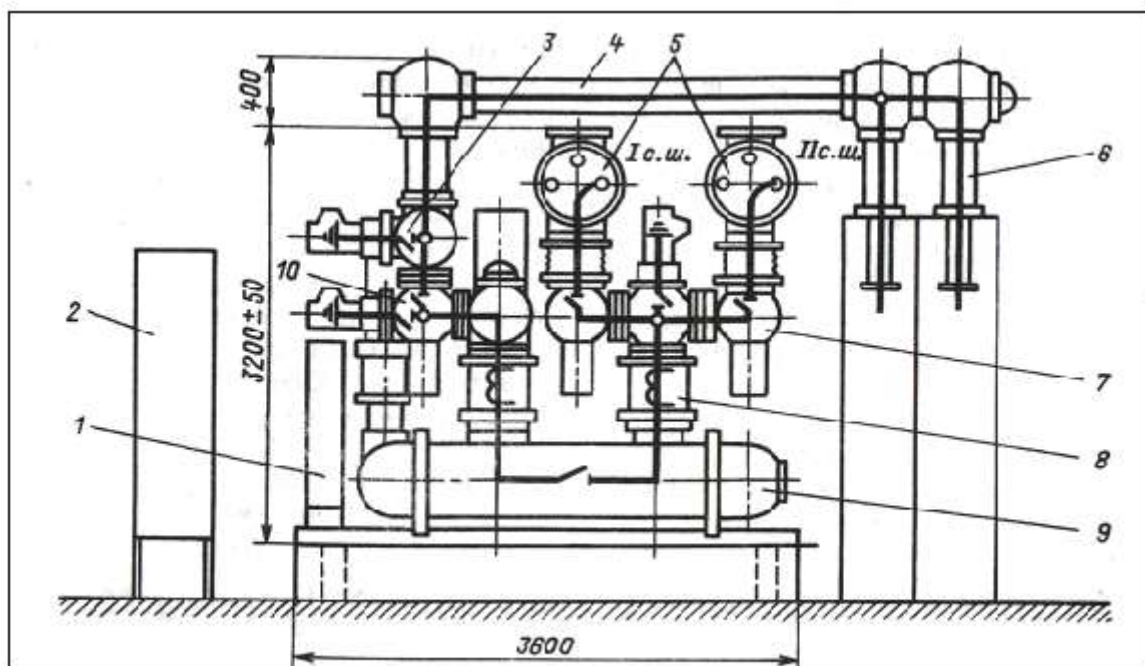


Рис 5.8. Полнос ячейки КРУЭ 110 кВ со схемой электрических соединений

Перед демонтажем элемента элегаз из него удаляют при помощи передвижной установки, содержащей вакуумный насос, компрессор и резервуар для газа. С помощью компрессора элегаз из оболочки элемента перекачивают в резервуар, пока давление в оболочке не снизится до 100 Па. После этого вскрывают люки на оболочке и производят демонтаж элемента или его ремонт. Если производится ремонт, то после его окончания люки оболочек закрывают, подключают вакуумный насос и из оболочки удаляют воздух. При давлении в оболочке около 100 Па приступают к наполнению ее элегазом.

Отечественные КРУЭ изготавливают на напряжение 110 и 220 кВ. На рис. 5.8 показан полюс ячейки КРУЭ 110 кВ типа ЯЭ-110Л (линейная ячейка с двумя системами шин и двумя кабельными вводами). Основные технические данные КРУЭ следующие:

Номинальное напряжение, кВ..... 110

Номинальный ток сборных шин, кА 1,6

Номинальный ток отключения, кА 40

Наибольший ток включения, кА 102

Собственное время отключения выключателя с приводом, с
..... 0,04 ± 0,005

Собственное время включения выключателя с приводом, с..... 0,08 ± 0,02

Номинальное избыточное давление элегаза, МПа:

в выключателе 0,6

в отсеке ТН 0,4

в других элементах 0,25

Ячейка содержит выключатель с пневматическим приводом 9, разъединители 7 и 10 с дистанционным пневматическим или электродвигательным приводом, стационарные заземлители 3 с ручным приводом, токопровод 4, трансформаторы тока 8, кабельные вводы 6, полюсный 1 и распределительный 2 шкафы. Сборные шины 5 расположены не пофазно, а заключены в общую оболочку, что придает компактность РУ. Оболочки секционированы по газу. На каждой секции имеются вентили для вакуумирования и заполнения секции элегазом.

Шинные разъединители 7 и линейные разъединители 10 размещены в отдельных блоках. В блоке находится контактный стержень, соединенный изолирующей штангой с рычажным механизмом привода, розеточный ломельный контакт, в который входит контактный стержень при включении разъединителя, поперечный контактный стержень, предназначенный для стыковки элемента с другими элементами ячейки. Разъединитель снабжен электромагнитным блокировочным замком.

Заземлитель 3, как и разъединитель, помещен в герметизированную оболочку. Он представляет собой подвижный стержень, соединенный через скользящий контакт с землей и входящий в розеточный контакт заземляемого элемента. Заземлитель также имеет электромагнитный блокировочный замок.

Трансформатор тока 8 размещен в герметизированной оболочке. Первичной обмоткой служит токопроводящий стержень, который проходит внутри магнитопровода со вторичной обмоткой. Магнитопровод и вторичная обмотка залиты эпоксидной смолой. Изоляцией служит элегаз.

Трансформаторы напряжения устанавливают в отдельных ячейках либо в ячейках секционных или шиносоединительных выключателей. При $U_{ном} \leq 220$ кВ применяют электромагнитные трансформаторы напряжения с эпоксидной изоляцией.

В качестве главной изоляции используется элегаз.

В полюсном шкафу размещена газовая аппаратура, приборы контроля за давлением, ключи местного управления разъединителями.

В распределительном шкафу находится аппаратура цепей сигнализации, блокировки и электрического дистанционного управления элементами, а также пневматического управления приводами выключателя: каждый полюс выключателя имеет свой привод. При переключениях положения коммутационных аппаратов и заземлителей проверяют по указателям положения, механически связанным с подвижными системами аппаратов. Предусмотрены также сигнализация с помощью ламп и наблюдение за положением подвижных контактов через смотровые окна.

Ошибочные операции в КРУЭ, как правило, исключены благодаря применению электрических и механических блокировок.

Обслуживание КРУЭ. При осмотрах проверяется общее состояние оборудования: отсутствие пыли, шума, треска и т. д. Проверяется работа аварийно-вытяжной вентиляции, температура воздуха в помещении РУ (она должна находиться в пределах 5-40 °С), давление сжатого воздуха в резервуарах пневматических приводов выключателей (оно должно находиться в пределах 1,7-2,1 МПа), а также давление сжатого воздуха для пневмоприводов разъединителей (0,6 МПа), состояние заземляющих проводок и их контактных соединений.

Важной задачей обслуживания КРУЭ является сохранение неизменным количества элегаза в оболочках с оборудованием. Это предъявляет повышенные требования к плотности оболочек, уплотнений и сварных швов. При утечках элегаза снижается электрическая прочность изоляционных промежутков. Поэтому необходим надежный контроль за давлением элегаза в каждой секции установки. Давление контролируется при помощи манометров и должно проверяться при осмотрах оборудования.

В случае утечки элегаза пополнение секции сухим элегазом осуществляется с помощью передвижной установки из баллонов с элегазом, которые через редуктор и влагопоглощающий фильтр подключаются через вентиль к секции.

В аварийной ситуации при возникновении дуги и чрезмерном повышении давления внутри оболочки разрывается специальная защитная мембрана, давление в секции сбрасывается, и тем самым предотвращается разрушение оболочки. В остальных секциях КРУЭ давление сохраняется нормальным.

Элементы оборудования, оболочки которых повреждены, должны выводиться из работы в соответствии с инструкциями, при этом запрещается выполнять операции под напряжением аппаратами, находящимися в объемах с пониженным давлением элегаза. Пребывание в помещении РУ персонала в этом случае возможно только при включенной приточно-вытяжной вентиляции и применении индивидуальных средств защиты (см. § 3.1).

Заметим, что КРУЭ практически не требуют технического обслуживания. Изоляция в них не теряет своих свойств из-за атмосферных загрязнений, что исключает необходимость периодической очистки изоляции. Такие элементы, как сборные шины, измерительные трансформаторы, вообще не требуют ремонта. Интервалы между планово-предупредительными ремонтами коммутационных аппаратов, определяемые механической прочностью подвижных систем и свойствами деталей, подверженных старению, устанавливаются от 5 до 10 лет.

Контрольные вопросы

1. Как делятся электрические аппараты по назначению?
2. Каким образом выполняется контактная система мощных автоматических выключателей?
3. В чем заключается ремонт контакторов?
4. Для чего служит тепловое реле и как оно действует?
5. Как изготавливаются плавкие вставки предохранителей?
6. В чем состоит ремонт реостатов?
7. Где применяются тормозные электромагниты и как они действуют?
8. Какие повреждения бывают в электромагнитных муфтах скольжения?

Тема 4. Техническое обслуживание трансформаторов и трансформаторных подстанций.

4.1. Техническое обслуживание трансформаторов.

Организация обслуживания трансформаторов

Техническое обслуживание трансформаторов включает: профилактический контроль состояния изоляции и контактной системы, а также устройств охлаждения, регулирования и пожаротушения, выполняемый вне комплекса планово-предупредительного ремонта; работы по поддержанию надлежащего состояния изоляционного масла в трансформаторе, в баке устройства переключения под нагрузкой и во вводах, в том числе работы по восстановлению качества масла (сушка, регенерация) и его доливке; смазка и уход за доступными вращающимися и трущимися узлами, подшипниками устройств регулирования напряжения и охлаждения; периодическое опробование резервного вспомогательного оборудования, настройка, проверки и ремонты вторичных цепей и устройств защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Оперативный персонал участвует в оперативном обслуживании трансформаторов, а выявленные им дефекты записываются в специальный журнал и учитываются при планировании эксплуатационных и ремонтных работ. Кроме того, оперативный персонал участвует в приемке оборудования из ремонта.

Устройства релейной защиты и автоматики обслуживаются специальным персоналом.

Режимы работы трансформаторов.

Номинальным называется режим работы трансформатора при номинальных значениях напряжения, частоты и нагрузки, а также при оговоренных соответствующими стандартами или техническими условиями параметрах охлаждающей среды и условиях места установки. Трансформатор может длительно работать в этом режиме. Номинальные данные указываются предприятием-изготовителем на щитке, установленном на корпусе трансформатора.

Нормальным называется режим работы трансформатора, при котором его параметры отклоняются от номинальных в пределах, допустимых стандартами, техническими условиями или инструкциями.

Для масляных трансформаторов классов напряжения 110 кВ и выше при работе на любом ответвлении обмотки допускаются превышения напряжений в 1,3 раза по отношению к номинальному значению в течение 20 с (предшествующая нагрузка номинальная) и в 1,15 раза в течение 20 мин (предшествующая нагрузка не более 0,5 номинальной).

Трансформаторы классов напряжения до 35 кВ включительно мощностью свыше 630 кВА и все трансформаторы классов напряжения от 110 до 1150 кВ включительно допускают продолжительную работу (при нагрузке не более номинальной), если превышение напряжения на любом из ответвлений любой обмотки на 10 % более номинального напряжения данного ответвления. При этом напряжение на любой обмотке не должно превышать наибольшее рабочее напряжение U_{max} , которое зависит от класса напряжения $U_{кл}$

Укл, кВ	3	6	10	15	20	35	110	150	220	330	500	750
U_{max}, кВ	3,5	6,9	11,5	17,5	23	40,5	125	172	252	363	525	787

Допустимые продолжительные повышения напряжения для трансформаторов классов напряжения до 35 кВ включительно указаны в стандартах или технических условиях на эти трансформаторы.

Аварийным называется режим работы трансформатора, при котором параметры выходят за рамки нормального режима.

4.2 Оперативное обслуживание трансформаторов

Контроль режима работы. Периодический контроль режима работы трансформатора осуществляется путем проверки нагрузки, уровня напряжения и температуры масла с помощью измерительных приборов. Результаты измерений параметров фиксируются в суточной ведомости: на электростанциях и подстанциях с постоянным дежурным персоналом измерения производятся с периодичностью в один-два часа; на подстанциях без постоянного дежурного персонала — при каждом посещении объекта разъездным оперативным персоналом или методом телеизмерений. При возникновении перегрузки контроль ведется чаще.

Дополнительно на гидроэлектростанциях и подстанциях без постоянного дежурного персонала, не оснащенных устройствами телеизмерения, не менее двух раз в год (обычно летом и зимой) должны производиться почасовые записи нагрузки для уточнений сезонных изменений режима работы трансформатора. Кроме того, осуществляется непрерывный автоматический контроль за перегрузкой.

Визуальный контроль состояния трансформатора. Для своевременного обнаружения неисправностей трансформаторов, которые при дальнейшем их развитии могут привести к авариям, все трансформаторы подвергаются периодическому внешнему осмотру (без отключения).

Плановые осмотры главных трансформаторов электростанций и подстанций, трансформаторов собственных нужд подстанций, трансформаторов в зоне загрязнения производятся не реже одного раза в сутки на установках с постоянным дежурством оперативного персонала и не реже одного раза в месяц на установках без постоянного дежурства; остальные трансформаторы должны осматриваться не реже одного раза в неделю на установках с постоянным дежурным персоналом, одного раза в месяц на установках без постоянного дежурства и одного раза в шесть месяцев на трансформаторных пунктах.

При плановом периодическом осмотре проверяются:

- ✓ состояние внешней изоляции — вводов трансформатора, а также установленных на нем разрядников и опорных изоляторов (целостность фарфора, наличие трещин, степень загрязнения поверхности);
- ✓ целостность мембраны выхлопной трубы; состояние доступных уплотнений фланцевых соединений;

- ✓ отсутствие течи масла;
- ✓ состояние доступных для наблюдения контактных соединений.

По маслоуказателям и масломерным стеклам определяют уровень масла в баке трансформатора и расширителе, а также обращают внимание на цвет масла. Потемнение масла может свидетельствовать, например, о термическом разложении вследствие повышенного нагрева. Через смотровое стекло осматривается индикаторный силикагель в воздухоосушителях бака трансформатора и вводов. Изменение цвета от голубого до розового свидетельствует об увлажнении сорбента и необходимости перезарядки воздухоосушителя. Показателем состояния трансформатора может служить характер издаваемого им шума (прослушивание следует вести при остановленных вентиляторах). Свидетельством возможной неисправности служат потрескивание или шелчки, которые могут быть связаны с разрядами в баке (например, из-за обрыва заземления активной части), а также периодическое изменение уровня или тона шума. Осмотры трансформатора следует проводить в светлое время суток или при включенном освещении. В темноте выявляются дефекты, сами являющиеся источниками свечения: нагрев контактных соединений, коронные и другие виды частичных разрядов по поверхности внешней изоляции и др.

4.3 Техническое обслуживание ТП

Периодичность осмотров КТП устанавливается службой отдела Главного энергетика в зависимости от условий работы подстанции, интенсивности работы коммутационной аппаратуры распределительного щита, температуры окружающей среды, запыленности и т. п. Для механических цехов длительность промежутков между осмотрами 6 мес. Осмотр КТП производится при полностью снятом напряжении на вводе и отходящих линиях. При осмотрах проводят чистку от пыли и грязи всех устройств подстанции, проверяют болтовые соединения. При обнаружении обгораний контактные поверхности зачищают и восстанавливают антикоррозийное металлопокрытие.

Осмотры без отключения трансформаторов производят:

1 раз в сутки — в установках с постоянным дежурным персоналом.

Не реже 1 раза в месяц — в установках без постоянного дежурного персонала.

Не реже 1 раза в 6 мес. — на трансформаторных пунктах.

К техническому обслуживанию ТП относятся работы, перечисленные в табл. 1.

Таблица 1. Перечень работ по техническому обслуживанию ТП

Наименование работ	Периодичность проведения	Примечание
Очередные осмотры		
1. Осмотр ТП электромонтерами	Один раз в год	Заполняется листок осмотра
2. Осмотр инженерно-техническим персоналом выборочного числа ТП	Один раз в год	Заполняется листок осмотра
3. Осмотр ТП, включенных в В годовой план-график ремонтов, инженерно-техническим персоналом	в течение предшествующего года, По результатам осмотра составляется ведомость ремонтных работ	
Внеочередные осмотры		
4. Осмотр после стихийных явлений (осматриваются все ТП, находящиеся в зоне стихийных явлений)	По окончании ремонта или на следующий день	Заполняется листок осмотра
5. Осмотр ТП после каждого случая:		
срабатывания выключателей на отключение КЗ (включение на КЗ)	ТП При устранении причины и последствия или следующий день	Заполняется листок осмотра
перегорания предохранителей	При замене патрона с плавкой вставкой	
6. Осмотр жизненно важных объектов (ЖВО)	Перед началом отопительного сезона Проверки	По результатам осмотра составляется ведомость ремонтных работ
7. Проверка строительной части ТП	В процессе осмотра (п.3)	Заполняется листок осмотра
8. Проверка целостности заземления ТП	Тоже	Тоже

Измерения

9. Измерения токовой нагрузки 2 раза в год (в периоды Заполняются на вводах 0,4 кВ силового минимальных и ведомости трансформатора и отходящих максимальных нагрузок) измерений линий

10. Измерение напряжения на Совмещается с замераи Тоже шинах 0,4 кВ нагрузок

11. Измерение уровня тока КЗ По мере необходимое ти, но Тоже или сопротивления цепи "фаза- не реже 1 раза в 6 лет нуль" отходящих линий 0,4 кВ

Испытания, измерения

12. Измерение сопротивления В сроки проведения изоляции РУ 6-20 кВ и 0,4 кВ	ремонта ТП, но не реже 1 раза в 6 лет	Заполняется журнал испытаний оборудования ТП
13. Измерение сопротивления вентильных разрядников	Тоже	Тоже
14. Измерение тока проводимости вентильных разрядников	Тоже	Тоже
15. Измерение сопротивления заземления или напряжения прикосновения к оболочкам и заземленным элементам	ремонта ТП, один раз в 6 лет	Заполняется журнал испытаний оборудования ТП
16. Измерение сопротивления изоляции обмоток силовых трансформаторов	1 раз в 3 года	Тоже
17. Испытание оборудования изоляции 6-10 кВ повышенным напряжением промышленной частоты 50 Гц	и 1 раз в 6 лет 1 раз в 6 лет	Тоже То же
18. Испытание трансформаторного масла силовых трансформаторов мощностью более 630 кВа	Тоже	То же
19. Проверка релейной защиты	1 раз в 3 года	Тоже

На шинах 0,4 кВ ТП следует измерять фазные и линейные напряжения. При необходимости измеряются фазные напряжения у наиболее удаленного от ТП потребителя.

Измерения уровня тока короткого замыкания или сопротивления цепи "фаза-нуль", отходящих от ТП линий 0,38 кВ, должны выполняться для выбора или уточнения уставок автоматических выключателей или плавких вставок предохранителей 0,4 кВ.

При проведении технического обслуживания ТП для выявления дефектов их элементов и оборудования следует использовать методы на основе применения тепловизионной аппаратуры.

4.4 Профилактические испытания трансформатора

Профилактические испытания трансформатора необходимо проводить во время текущих и капитальных ремонтов для проверки состояния трансформатора, находящегося в эксплуатации, и одновременно качества ремонта.

При необходимости профилактические испытания допускается проводить в межремонтный период во время планового технического обслуживания с целью контроля состояния изоляции трансформатора, если есть признаки ее ухудшения, например, в результате снижения качества масла.

Испытания трансформатора также необходимо проводить после аварии, если она не сопровождалась пожаром.

Таблица 9.1 - Периодичность отбора проб масла

Место отбора	Периодичность отбора	
	для физико – химического анализа	для хроматографического анализа растворенных в масле газов
Бак трансформатора	Через 10 дней, один месяц, три месяца, после включения, впоследствии – один раз в три года, а также при аварийном отключении трансформатора	Через 3 дня, 1 месяц, 3 месяца, 6 месяцев после включения и далее – один раз в 6 месяцев, а также при аварийном отключении трансформатора и при действии газового реле “на сигнал”
Бак контактора устройства РПН	Через каждые 5000 (PHOA) 3000 (PC) или 50000 (SCV, SDV-3) но не реже одного раза в год	Не выполняется
Вводы на напряжение 110 кВ и выше	Согласно инструкции на вводы	

4.5 Диагностика силовых трансформаторов.

Надёжность работы силовых электротехнических комплексов во многом определяется работой элементов, составляющих их, и в первую очередь, силовых трансформаторов, обеспечивающих согласование комплекса с системой и преобразование ряда параметров электроэнергии в требуемые величины для дальнейшего ее использования, причем до 70% парка высоковольтных трансформаторов являются маслонаполненными. Высокая степень износа трансформаторов имеет потенциальную опасность как для обслуживающего персонала, так и для потребителей.

Один из способов продления эксплуатации силовых трансформаторов – техническая диагностика электрооборудования, в том

числе и силовых трансформаторов, которая позволяет: своевременно предупредить возникновение аварийных ситуаций; значительно снизить затраты на ремонты; оценить действительное состояние электрооборудования; подготовить к вводу в работу систем непрерывной диагностики. Как показали исследования, основными причинами отказов в работе трансформаторов являются: износ силовых обмоток, низкое качество технического обслуживания и ремонта, несоблюдения периодичности и объема выполнения профилактических мероприятий, недостаточный уровень исполнения средств оценки технического состояния и диагностики.

В настоящее время существует множество методов оценки технического состояния трансформаторов. Предпочтительными являются те методы диагностики, для осуществления которых не требуется снятие рабочего напряжения.

Наибольшее распространение получили следующие методы:

- тепловизионное обследование;

- вибродиагностика;
- анализ масла из бака трансформатора.

Тепловизионное обследование

Тепловизионное диагностирование силовых трансформаторов и автотрансформаторов является довольно сложной процедурой, так как при образовании локальных дефектов в трансформаторах они «заглушаются» естественными тепловыми потоками от магнитопровода и обмоток. К тому же функционирование охлаждающих устройств, которое способствует ускоренной циркуляции масла, сглаживает распределение температур в месте дефекта. При анализе результатов компьютерной диагностики необходимо учитывать конструктивные особенности трансформаторов, тип используемой системы охлаждения обмоток и магнитопровода, условия и продолжительность эксплуатации, технологию изготовления и множество других факторов. Кроме того, на погрешность измерения влияют массивные металлические части трансформаторов, в том числе бак, прессирующие кольца, экраны, шпильки и т.п., в которых тепло выделяется за счёт добавочных потерь от вихревых токов, наводимых полями рассеяния.

С помощью тепловизионной техники в силовых трансформаторах можно выявить следующие дефекты:

- витковое замыкание в обмотках интегрированных трансформаторов тока;
- неисправности контактной системы регулирования под напряжением (РПН);
- возникновение магнитных полей рассеяния в трансформаторе за счёт нарушения изоляции отдельных компонентов магнитопровода (консоли, шпильки и т.п.);
- дефекты в системе охлаждения трансформатора (маслонасосы, фильтры, вентиляторы и т.п.) и оценка её эффективности;
- изменение внутренней циркуляции масла в баке трансформатора (образование застойных зон) в результате шламообразования, конструктивных просчётов, разбухания или смещения изоляции обмоток (характерно для трансформаторов с большим сроком эксплуатации);
- нагревы внутренних контактных соединений обмоток низкого напряжения (НИ) с выводами трансформатора;
- обрывы шинок заземления;
- нагревы на аппаратных зажимах высоковольтных вводов;
- неисправность обогрева приводов РПН и т.п.

Тепловизор или его сканер должны устанавливаться на штативе, по возможности как можно ближе к трансформатору, на оси средней фазы, при использовании объектива 7-12°. К тому же тепловизор должен обеспечивать как аудио-, так и видеозапись.

После настройки постоянного температурного режима записи тепловизора ведётся покадровая регистрация термоизображений, начиная с верхней част крайней фазы (например, «А») по направлению к фазе «С», с наложением кадров друг на друга около 10 % размера.

Достигнув поверхности бака фазы «С», объектив сканера опускается ниже, и далее покадровая съёмка продолжается в противоположном направлении, и таким образом процесс съёмки ведётся, пока не будет записана вся поверхность, включая расположенные под его днищем маслонасосы, маслопроводы и другие узлы. Термографической съёмке подвергается вся доступная для этого поверхность бака по периметру (Рисунок 1)

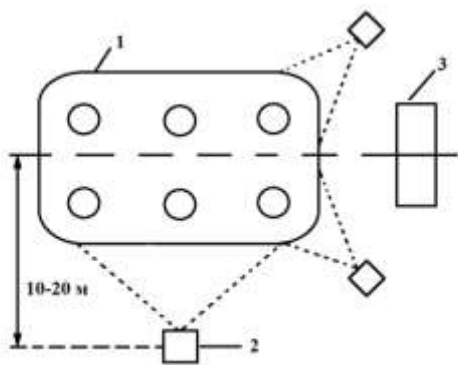


Рисунок 1 – Методика термографической съемки.

Тепловизор (2) во всех точках съёмки должен находиться на одинаковом расстоянии от трансформатора (1). Необходимо обеспечить как минимум 4 точки съёмки, максимальное же значение количества точек съёмки зависит от типа системы охлаждения и его расположения. Например, при использовании выносной системы охлаждения (3), количество точек съёмки увеличивается до 6.

Далее осуществляется склеивание результатов съёмки в единый развернутый «тепловой» план. Участки плана с повышенными температурами нагрева сопоставляются с технической документацией на трансформатор, которая характеризует конструктивное расположение отводов обмоток, катушек, зон циркуляции масла, магнитопровода и его элементов и т.п. При этом фиксируется работа систем охлаждения, оценивается зона циркуляции масла, создаваемая каждой из них. Следует обращать внимание на образование аномальных тепловых зон на поверхности бака трансформатора из-за смещения потоков масла.

Вибродиагностика

Вибрация – механические колебания контролируемой точки агрегата относительно среднего, нейтрального положения. Вибрация свойственна всем работающим механизмам.

Вибрация – один из наиболее информативных и обобщенных параметров, который может быть применен для "безразборной" оценки текущего технического состояния оборудования, для диагностики причин повышенной вибрации.

По мере развития неисправностей в машине происходит изменение динамических процессов, происходят качественные и количественные изменения сил, воздействующих на детали машин. В результате изменяется как сам уровень механических колебаний, так и их форма. С физической точки зрения вибрация на поверхности бака мощного трансформатора качественно и количественно хорошо коррелируется с состоянием прессовки обмотки и магнитопровода. Изменение степени прессовки в процессе эксплуатации приводит к изменению общей вибрационной картины, усилению вибрации, изменению ее частоты, появлению модулированных колебаний. С данными изменениями довольно часто сталкиваются работники эксплуатационных служб, которые выполняют осмотры работающих трансформаторов.

На практике достаточно часто техническое состояние активной части трансформатора контролируется следующими вибрационными характеристиками: виброускорение, виброскорость и виброперемещение. Для количественного описания вибросигналов наиболее широко используются виброперемещение и виброскорость.

Для измерения вибрации используется переносной виброанализатор в режиме измерения виброускорений, виброскоростей или среднеквадратичных значений виброперемещений.

Результаты, полученные при вибрационном обследовании трансформатора, сравниваются между собой, а также с результатами предыдущих измерений.

Для трансформаторов не существует нормируемых значений по вибрации. Однако существует опыт накопленный некоторыми организациями который можно использовать при выдаче результатов вибрационного обследования. Так по опыту НИЦ "ЗТЗ-Сервис" нормально работающий трансформатор характеризуется следующими значениями вибрационных параметров:

ускорение – ниже 10 м/с²;

виброскорость – ниже 10 мм/с;

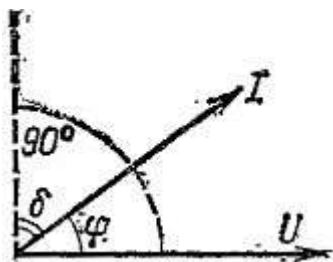
виброперемещение – 100 мкм.

Данные ряда организаций показывают, что уровень виброскорости ниже 6...10 мм/с может быть использован как некий барометр отсутствия ослабления прессовки обмоток и магнитопровода

Тангенс угла диэлектрических потерь трансформаторного масла.

Диэлектрическими потерями называют энергию, рассеиваемую в электроизоляционном материале под воздействием на него электрического поля.

Старение и разрушение изоляции или воздействие влаги увеличивает потери энергии, которая рассеивается в изоляционном материале в виде теплоты.



Величину этого рассеивания обычно выражают в виде тангенса угла диэлектрических потерь. При испытании диэлектрик рассматривается как диэлектрик конденсатора, у которого измеряется емкость и угол δ , дополняющий до 90° угол сдвига фаз между током и напряжением в емкостной цепи. Этот угол называется углом диэлектрических потерь.

Тангенс угла потерь δ характеризует потери энергии в конденсаторе и определяется отношением активной мощности к реактивной при синусоидальном напряжении определенной частоты:

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{P_a}{P_p} = \frac{UI \cos \varphi}{UI \sin \varphi} = \frac{\cos (90 - \delta)}{\sin (90 - \sigma)} = \frac{\sin \sigma}{\cos \sigma},$$

где φ — угол сдвига фаз между током и напряжением в цепи конденсатор—источник тока; δ —угол потерь, дополняющий до- 90° угол сдвига фаз φ . Конкретное значение тангенса угла потерь зависит от типа диэлектрика и. его качества, а также от температуры окружающей среды и от частоты переменного тока, на которой он определяется (измеряется). Как правило, $\operatorname{tg} \delta$ имеет минимум в области комнатных температур. С ростом частоты значение $\operatorname{tg} \delta$ увеличивается. С течением времени (длительное хранение и наработка), а также эксплуатации во влажной среде значение $\operatorname{tg} \delta$ растет и может увеличиться в несколько раз. Тангенс угла диэлектрических потерь масла ($\operatorname{tg} d$ масла) характеризует свойства трансформаторного масла как диэлектрика. Диэлектрические потери для свежего масла характеризуют его качество и степень очистки, а в эксплуатации - степень загрязнения и старения масла. Ухудшение диэлектрических свойств (увеличение $\operatorname{tg} d$) приводит к снижению изоляционных характеристик трансформатора в целом.

Для определения $\operatorname{tg} d$ масло заливают в специальный сосуд с цилиндрическими или плоскими электродами. Измерение производят с применением моста переменного тока Р525 или Р5026, а также другого типа.

Изготовитель трансформаторного масла нормирует $\text{tg } \delta$ при температуре 90 °С. Для комплексной оценки состояния трансформатора и его узлов в эксплуатации $\text{tg } \delta$ целесообразно измерять при всех трех температурах, т.е. при 20, 70 и 90 °С.

Пробивное напряжение и тангенс угла диэлектрических потерь определяют в электротехнической лаборатории. Они не всесторонне характеризуют степень годности и степень старения масла. Поэтому в химической лаборатории проверяют дополнительно ряд физико-химических показателей трансформаторного масла. В их числе следующие.

Цвет масла у большинства масел светло-желтый. У высококачественных масел, изготавливаемых в настоящее время (марки ГК или Т-1500), цвет светлый.

4.6 Регулирование напряжения силовых трансформаторов.

К трансформатору 110/10 кВ, установленному на подстанции, присоединяется очень много нагрузки- это может быть целый сельский район или часть большого города.

Нагрузка в течении дня и в течении времен года постоянно меняется и очень сильно.

Например, в зимний период многие сельские жители обогреваются электродкотлами, поэтому потребляемый ток гораздо больше чем летом.

Или есть утренние и вечерние часы максимума нагрузок когда люди просыпаются или наоборот приходят с работы, включают электроприборы- потребление электроэнергии сильно возрастает. В течении дня нагрузка снижается и иногда даже в разы меньше чем утром или вечером.

Что происходит с понижающим трансформатором при увеличении нагрузки

Высокое напряжение на первичной нагрузке постоянно меняется в небольших пределах- 110-117кВ.

А так как коэффициент трансформации у трансформатора величина неизменная, то получается что и на вторичной обмотке 10 кВ напряжение тоже колеблется так сказать “в ногу” с первичным напряжением.

А вслед за этим колебания напряжения передаются следующим понижающим трансформаторам 10/0,4 кВ...

И так эти колебания дойдут и до наших квартир и напряжение колебалось бы пропорционально с высоким напряжением 110 кВ.

И было бы у нас в розетках то 180 Вольт, то 250 и бесперестанно бы оно изменялось в течении суток. Думаю что никому не понравится когда свет в доме постоянно меняет яркость.

Почему изменяется напряжение

А изменяется напряжение от нагрузки, от того, какая мощность подключена к трансформатору.

Кто дружит с физикой, знает - чем больше мощность, тем больше ток. В свою очередь увеличение значения электрического тока приводит к тому, что увеличивается падение напряжения в проводниках электрического тока.

То есть повышают напряжение выше 10 000 Вольт- до 11, а то и больше киловольт. Тогда даже и если часть энергии “теряется” в проводах, у нас в квартирах и домах напряжение находится в пределах нормы- около 220 Вольт.

Для нормальной работы потребителей необходимо поддерживать определенный уровень напряжения на шинах подстанций. В электрических сетях предусматриваются способы

регулирования напряжения, одним из которых является изменение коэффициента трансформации трансформаторов.

Известно, что коэффициент трансформации определяется как отношение первичного напряжения ко вторичному, или

$$n = \frac{U_1}{U_2} = \frac{w_1}{w_2},$$

где w_1 w_2 - число витков первичной и вторичной обмоток соответственно.

Отсюда $U_2 = U_1 w_2 / w_1$.

Обмотки трансформаторов снабжаются дополнительными ответвлениями, с помощью которых можно изменять коэффициент трансформации. Переключение ответвлений может происходить без возбуждения (ПБВ), т.е. после отключения всех обмоток от сети или под нагрузкой (РПН).

Переключение ответвлений без возбуждения. Регулирование напряжения этим способом применяют в масляных и сухих силовых трансформаторах общепромышленного назначения, а также в трансформаторах, предназначенных для вентильных преобразователей. Напряжение регулируют на +5% от $U_{ном}$ ступенями по 2,5%, т.е. трансформатор имеет пять ступеней регулирования.

Устройство ПБВ не позволяет регулировать напряжение в течение суток, так как это потребовало бы частого отключения трансформатора для производства переключений, что по условиям эксплуатации практически недопустимо. Обычно ПБВ используется только для сезонного регулирования напряжения.

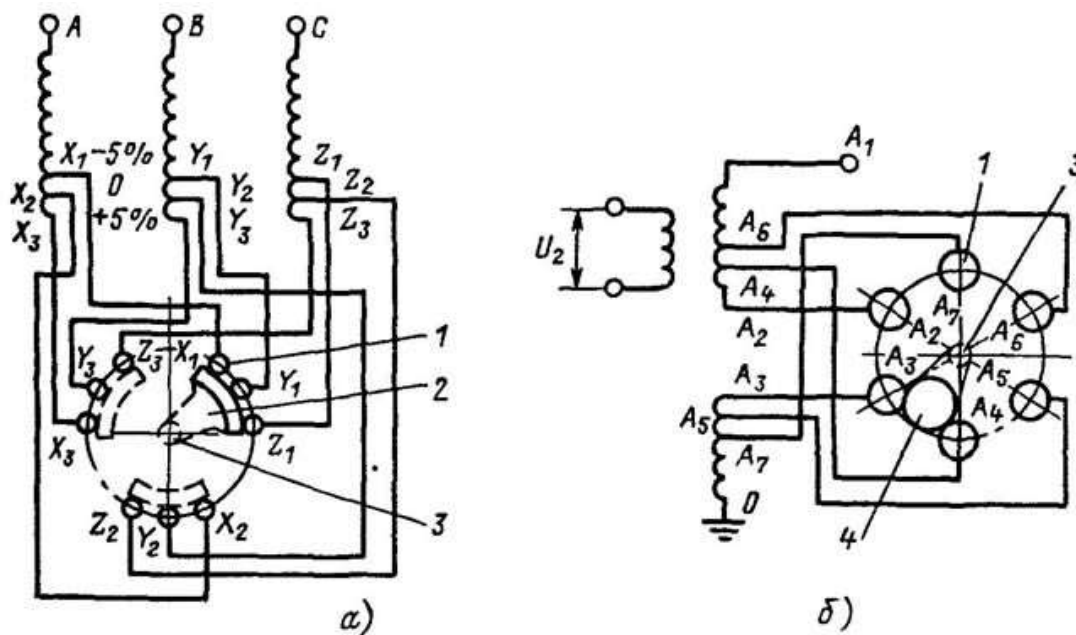


Рис.1. Схема регулирования напряжения ПБВ:

а - ответвления вблизи нулевой точки обмотки $\pm 5\%$ с трехфазным переключателем на три положения,

б - ответвления в середине обмотки $\pm 2,5\%$ с однофазными переключателями на пять положений (фаза А);

1 - неподвижный контакт, 2 - сегмент контактный;

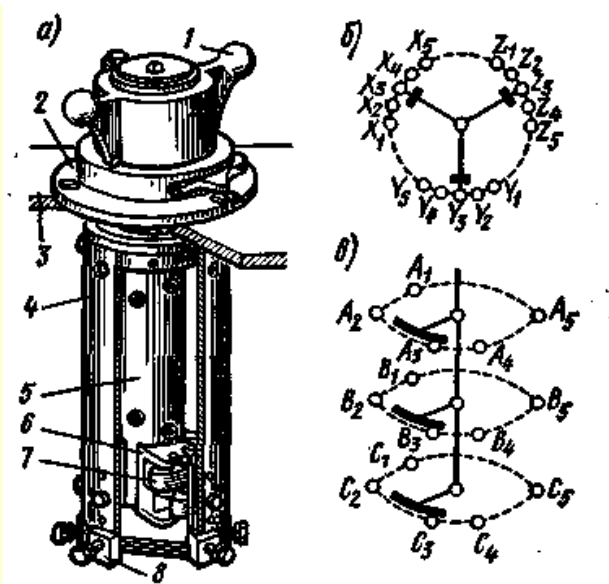
3 - вал переключателя, 4 - контактные кольца

Если трансформатор работал на основном выводе 0 и необходимо повысить напряжение на вторичной стороне U_2 , то, отключив трансформатор, производят переключение на от-
ветвление -5%, уменьшая тем самым число витков w_1 .

При замыкании роликом переключателя контактов А4-А5 трансформатор имеет номи-
нальный коэффициент трансформации. Положения А3-А4 и А2-А3 соответствуют увели-
чению коэффициента трансформации на 2,5 и 5%, а положения А5-А6 и А6-А7 - умень-
шению на 2,5 и 5%.

Рис. 2.57. Трехфазный переключатель ответвлений (а) и схемы расположения его контактных элементов (б, в):

1 — привод, 2 — фланец колпака; 3 — крышка бака трансформатора; 4 — бумажно-бакелитовый цилиндр; 5 — бумажно-бакелитовая изоляция вала; 6 — коленчатый вал; 7 — подвижные контакты; 8 — неподвижные контакты



Контактный переключатель (рис. 2.57, а) имеет систему неподвижных контактов, соединенных с ответвлениями обмотки, и систему подвижных контактов, замыкающихся с неподвижными и обеспечивающих требуемую схему соединения между собой обмоток отдельных фаз. При выполнении ответвлений $X_1 — X_5$, $Y_1 — Y_5$ и $Z_1 — Z_5$ у нулевой точки можно применить общий переключатель для всех трех фаз (рис. 2.57, б), так как рабочее напряжение между отдельными частями переключателя не превышает 10% от линейного напряжения трансформатора. Если ответвления $A_1 — A_5$, $B_1 — B_5$, $C_1 — C_5$ расположены в середине обмотки (см. рис. 2.56, б), то каждая фаза должна иметь переключатель (рис. 2.57, в), так как между ответвлениями разных фаз действует напряжение, равное приблизительно $0,5U_{ном}$.

Переключение ответвлений под нагрузкой. Для повышения гибкости и удобства управ-
ления крупными электрическими сетями и системами большое значение имеет возмож-
ность регулирования напряжения трансформаторов без перерыва нагрузки. Потребность в
таких трансформаторах быстро возрастает. В соответствии с этим промышленность вы-
пускает трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой для всех мощно-
стей от 63 до 200000 кВ • А с пределами регулирования $\pm(10 \div 16)\%$.

При использовании этого способа регулирования необходимо:

- 1) обеспечить переход с одного ответвления на другое без разрыва тока, для чего в неко-
торый момент времени должны быть включены два соседних ответвления;
- 2) ограничить ток короткого замыкания (ток к. з.) в части обмотки трансформатора, рас-
положенной между этими ответвлениями при одновременном их включении.

Для этого применяют переключающие устройства с дистанционным управлением и с то-
коограничивающими реакторами и резисторами, а в трансформаторах, предназначенных
для вентильных преобразователей,—устройства с вентильным переходом.

Привод РПН

РПН расшифровывается как Регулирование Под Нагрузкой. В приводе расположен электродвигатель и элементы автоматики РПН- пускатели, конечные выключатели, автоматический выключатель, клемник с контрольными кабелями и т.д.

Электродвигатель с помощью вала вращает механизм переключения. Вся работа привода РПН контролируется автоматикой РПН.

Для этого есть специальные переключатели и ключи управления. Оперативный персонал подстанции может отключить автоматику и вручную регулировать напряжение на выходе трансформатора.

Регулировочные ступени выполняются на стороне ВН, так как меньший по значению ток позволяет облегчить переключающее устройство. Для расширения диапазона регулирования без увеличения числа ответвлений применяют ступени грубой и тонкой регулировки.

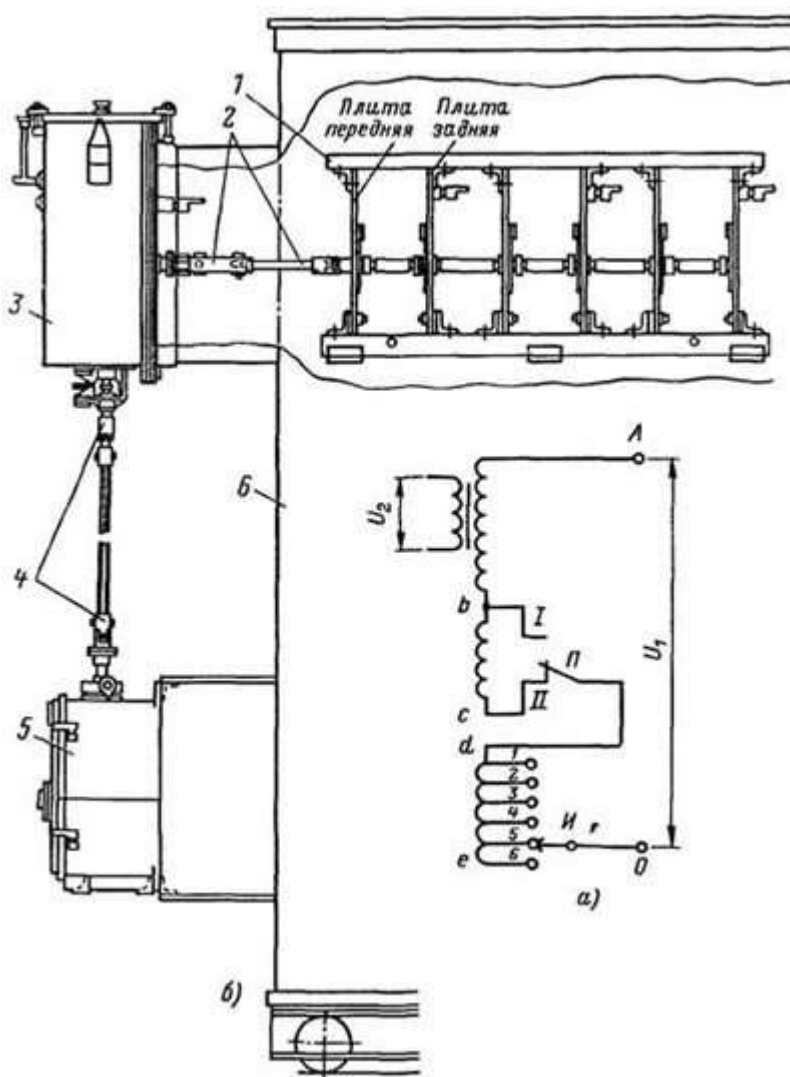


Рис.2. Устройство РПН трансформаторов
а - схема включения регулировочных ступеней,
Ab - основная обмотка, bc - ступень грубой регулировки,
de - ступени плавной регулировки, П - переключатель, И - избиратель,
б - переключающее устройство РНТ-13,
1 - переключатель, 2 - горизонтальный вал, 3 - кожух контакторов,
4 - вертикальный вал, 5 - коробка привода, 6 - бак трансформатора

Наибольший коэффициент трансформации получается, если переключатель П находится в положении II, а избиратель И - на ответвлении 6. Наименьший коэффициент трансформации будет при положении переключателя I, а избирателя - на ответвлении 1.

Переход с одного ответвления регулировочной обмотки на другое осуществляется так, чтобы не разрывать ток нагрузки и не замыкать накоротко витки этой обмотки. Это достигается в специальных переключающих устройствах с реакторами или резисторами. Схема

с резисторами (рис.3) обладает рядом преимуществ перед схемой с реакторами и получает все более широкое применение. На рис.3 показаны регулировочная часть обмотки de и переключающее устройство.

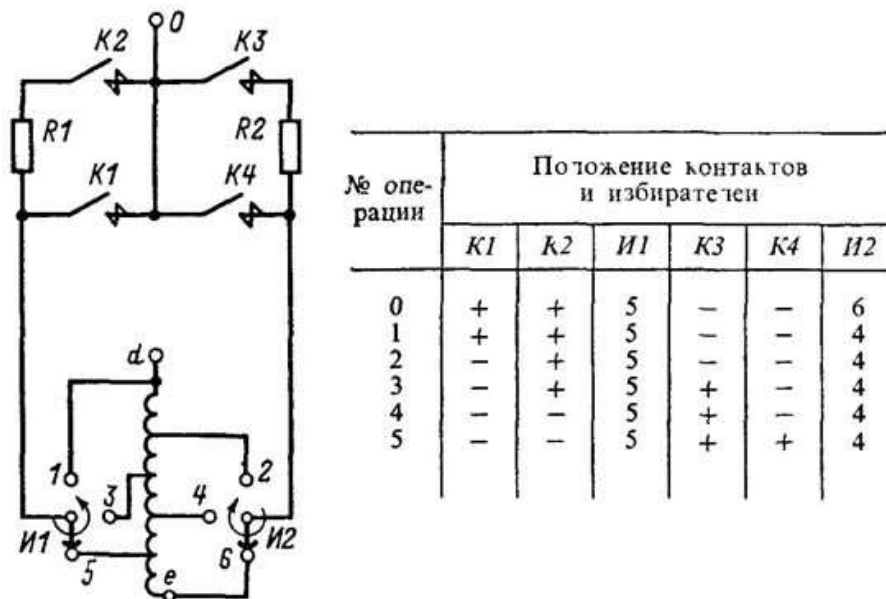


Рис.3. Схема и последовательность переключений устройства РПН с токоограничивающими сопротивлениями

Последовательность работы контакторов и избирателей показана в таблице к рис.3. В исходном положении 0 трансформатор работает на ответвлении 5, ток нагрузки проходит через контакт K1. Допустим, что необходимо уменьшить число витков в регулировочной обмотке, т.е. перейти на ответвление 4. Последовательность работы элементов РПН в этом случае будет следующей: обесточенный избиратель И2 переводится в положение 4, затем отключается K1 и ток нагрузки кратковременно проходит по R1 и K2; при третьей операции замыкается K3, при этом половина тока нагрузки проходит по R1 и K2, а половина - по R2 и K3, кроме того, витки регулировочной обмотки 5 - 4 оказываются замкнутыми через R1 и R2 и по ним проходит ограниченный по значению циркулирующий ток; при следующих операциях (4 и 5) размыкается K2 и замыкается K4, при этом ток нагрузки проходит по регулировочной обмотке на ответвление 4, избиратель И2, контакты K4 к выводу 0. В переключателях данного типа используются мощные пружины, обеспечивающие быстрое переключение контактов контактора (< 0.15 с), поэтому токоограничивающие сопротивления R1, R2 лишь кратковременно нагружаются током, что позволяет уменьшить их габариты. Контактors размещаются в герметизированном баке с маслом. Управление РПН может осуществляться дистанционно со щита управления вручную или автоматически.

4.7 Техническое обслуживание коммутационных аппаратов.

Задачами технического обслуживания коммутационных аппаратов являются: обеспечение соответствия режимов работы коммутационных аппаратов установленным техническим характеристикам; надзор и уход за коммутационным оборудованием; устранение в кратчайший срок возникших неисправностей; своевременное производство профилактических испытаний.

В случае выявления несоответствий производится модернизация оборудования или его замена, а также секционирование электрической сети, вводятся в работу автоматические устройства деления сетей для ограничения токов короткого замыкания и т. д. Надзор за

работой оборудования выполняется при наружных осмотрах, производимых дежурным или эксплуатационным персоналом.

Техническое обслуживание масляных выключателей. При наружном осмотре масляных выключателей визуально проверяется действительное положение (включенное или отключенное) выключателя, состояние поверхности фарфоровых покрышек вводов, изоляторов и тяг, целостность мембран предохранительных клапанов и отсутствие выброса масла из газоотводов, отсутствие течи масла и уровень его в баках и вводах; на слух определяется отсутствие треска и шума внутри выключателя; по термопленкам устанавливается температура контактных соединений. Уровень масла в баках должен находиться в пределах допустимых изменений уровня по шкале указателя уровня. Понижение уровня масла особенно опасно в малообъемных выключателях.

Систематические отборы проб масла из вводов не реже 1 раза в год производятся при помощи маслоотборных устройств, обеспечивающих взятие проб из нижних слоев масла, где обычно концентрируются вода и шлам.

Состояние изоляции подвижных частей выключателя контролируют измерением сопротивления подвижной части мегаомметром или постоянным током. Изоляция удовлетворительна, если ее сопротивление выше 300 МОм для выключателей 3—10 кВ и выше 1000 МОм для выключателей 20 — 220 кВ; для вновь вводимых выключателей установлены повышенные нормы — соответственно 1000 и 3000 МОм.

Проверку действия приводов рекомендуется производить не реже 1 раза в 3 — 6 мес.

Техническое обслуживание воздушных выключателей. Осмотр выключателя, находящегося под напряжением на объектах с постоянным дежурством персонала, производится 1 раз в 3 сут, а на подстанциях без дежурного персонала — не реже 1 раза в месяц. При наружном осмотре проверяется действительное положение всех полюсов воздушного выключателя по показаниям сигнальных ламп и манометров. Обращается внимание на общее состояние воздушного выключателя, на целостность изоляторов гасительных камер, отделителей, шунтирующих сопротивлений и емкостных делителей напряжения, опорных колонок и изолирующих растяжек, а также на отсутствие загрязнения поверхности изоляторов.

При внешнем осмотре визуально проверяется целостность резиновых прокладок в со единениях изоляторов гасительных камер, отделителей и их опорных колонок (операции с выключателем, имеющим выдавленные или поврежденные уплотнения, не допускаются); контролируется степень нагрева контактных соединителей шин и аппаратных зажимов.

При техническом обслуживании воздушных выключателей проводится ряд мероприятий: 1 раз в месяц из резервуаров, рас положенных на земле, удаляется накапливающийся в них конденсат; в период дождей увеличивается подача воздуха на вентиляцию; при понижении температуры окружающего воздуха ниже — 5 °С в шкафах управления полюсов и в распределительном шкафу включается электрический обогрев. Работоспособность выключателя проверяется путем контрольных опробований (не реже 2 раз в год) на отключение и включение при давлении 2—1,6 МПа.

Техническое обслуживание разъединителей, отделителей и короткозамыкателей.

При техническом обслуживании осмотр разъединителей, отделителей и коротко замыкателей, а также их приводов производится не реже 1 — 2 раз в год, а также после коротких замыканий. При внешнем осмотре основное внимание должно быть обращено на состояние контактных соединений и изоляции этих аппаратов. Систематический контроль за

нагревом контактов производится при помощи термопленочных указателей многократного действия.

Для контроля состояния контактных соединений токоведущих цепей разъединителей измеряют их сопротивление по методу «вольтметр — амперметр». Сопротивление токоведущего контура заземляющего ножа составляет в среднем 2000 мкОм, а сопротивление разъёмного контакта при хорошем качестве монтажа не превышает 100 мкОм. Измерения производятся на отключенном и заземленном оборудовании; питание осуществляется от источника постоянного тока (батареи аккумуляторов).

Надежность работы изоляторов определяется их электрической и механической прочностью. Они не должны терять изоляционных свойств при изменяющихся атмосферных условиях (тумане, дожде, снеге, гололеде) и должны выдерживать воздействие рабочих ударных нагрузок, электродинамических сил, тяжести проводов.

В процессе эксплуатации отделителей и короткозамыкателей особое внимание следует уделять открытым или недостаточно защищенным от возможных загрязнений и обледенений пружинам, контактным системам и шарнирным соединениям, а также незащищенным подшипникам.

Капитальный ремонт коммутационных аппаратов. При капитальном ремонте коммутационных аппаратов производятся работы по восстановлению исправности и восстановлению их ресурса с заменой или восстановлением любых частей, включая базовые. Капитальный ремонт коммутационных аппаратов рассматривается отдельно для масляных выключателей, воздушных выключателей, для разъединителей, отделителей и короткозамыкателей.

Капитальный ремонт масляных выключателей и их приводов выполняется с периодичностью 6 — 8 лет при условии контроля характеристик выключателя с приводом в межремонтный период. Внеочередной капитальный ремонт масляных выключателей производят после отключения ими определенного числа коротких замыканий.

Капитальный ремонт начинают с подготовки выключателя к разборке. Для этого выключатель осматривают снаружи, проводят несколько операций включения и отключения; испытывают вводы (измеряют сопротивление изоляции, $\tan \delta$); испытывают масло из вводов; измеряют сопротивление изоляции вторичных обмоток трансформаторов тока. После проведения испытаний и измерений из выключателя сливают масло и сразу же приступают к его очистке.

Разборку выключателя выполняют в следующем объеме. Вскрывают крышки люков и демонтируют шунтирующие резисторы и дугогасительные камеры. Затем в зависимости от результатов проведенных испытаний с выключателя снимают все или часть вводов и трансформаторов тока, которые отправляют в мастерскую для ремонта. Снятые дугогасительные камеры разбирают полностью, и все детали их тщательно осматривают. При осмотре и ремонте отдельных деталей и узлов руководствуются соответствующими техническими требованиями. Устраняют царапины, задиры, обугленные поверхности бакелитовых цилиндров. Отремонтированные цилиндры не должны иметь трещин и расслоений, а также срывов ниток резьбы более чем на один виток; эти дефекты невозможно устранить ремонтом, поэтому при их наличии цилиндры заменяют новыми. Нижний контакт дугогасительной камеры может иметь вмятины, раковины, наплывы металла, выгорания. Эти дефекты устраняют спиливанием, зачисткой, обработкой на токарном станке. На кон-

также могут оставаться углубления не более 0,5 мм; если углубление на контакте окажется больше допустимого, контакт заменяют новым.

4.8 Конструктивные особенности современных высоковольтных выключателей

Конструктивные особенности выключателей и их эксплуатационные свойства и характеристики в основном определяются способами гашения дуги, а также средой, в которой дуга горит в процессе отключения. Обычно выключатели переменного тока делят на две большие группы: жидкостные и газовые.

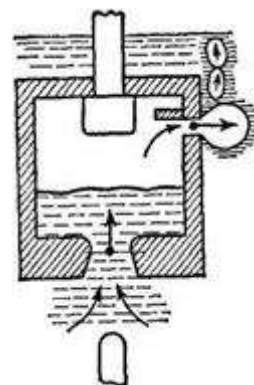
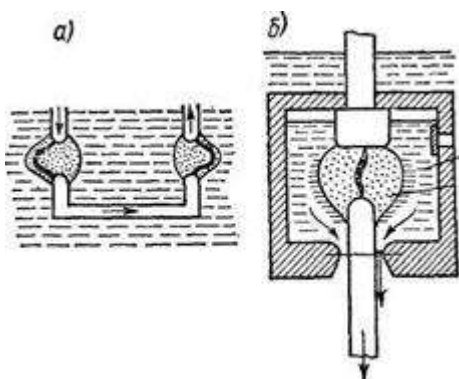
Основными конструктивными частями выключателей являются: контактная система с дугогасительным устройством, токоведущие части, корпус, изоляционная конструкция и приводной механизм.

Масляные выключатели в течение многих десятилетий являлись основным типом выключателей, обеспечивавшим надежную работу электрических станций и сетей.

Масляные выключатели благодаря простоте конструкции явились первыми выключателями высокого напряжения. Но отмеченные выше технические сложности по их эксплуатации, а также повышенные взрыво- и пожароопасность, необходимость в сложном масляном хозяйстве по хранению и регенерации его, привели к значительному вытеснению этих типов выключателей. В настоящее время ввиду большого срока службы (25 лет) можно встретить в эксплуатации баковые выключатели [61] на напряжение 220 и 110 кВ. Маломас-

Главный недостаток масляных выключателей заключается в опасности пожаров и даже взрывов. Этот недостаток ограничивает их применение для внутренних установок.

Рисунок 1. Заполнение камеры маслом после погасания дуги.



Процесс отключения в масле протекает следующим образом. При расхождении контактов выключателя между ними возникает дуга, которая испаряет и разлагает масло, образуя вокруг себя газовый пузырь (рисунок 2 (а, б)). Отдавая теплоту на испарение и разложение масла, ствол дуги интенсивно охлаждается. Охлаждение способствует ее деионизации и увеличивает восстанавливающуюся прочность остаточного ствола дуги.

Рисунок 2. Выключатель высокого напряжения

Давление, возникающее в выключателе в процессе отключения, играет и отрицательную роль, вызывая чрезмерные механические напряжения в стенках бака и приводя при отключении очень тяжелых КЗ к выбросу масла через выхлопную трубу, расположенную на

крышке выключателя. Значение этого давления зависит, прежде всего, от количества энергии, выделяющейся на единицу длины дуги, и от количества возникающих при этом газов. Важную роль играет также циркуляция масла, электромагнитные и другие количественно и качественно трудно оцениваемые процессы.

На рис. 5.16 представлен полюс колонкового маломасляного выключателя ВК-10. Он выпускается на напряжение 10 кВ, номинальные токи 630,

1000 и 1600 А, номинальные токи отключения 20; 31,5 кА. Выключатели ВК-10 с пружинным приводом предназначены для работы в шкафах КРУ внутренней и наружной установки, а также в режиме АПВ.

Три полюса выключателя устанавливаются на литое основание, в котором расположены рычаги механизма, связанные со встроеным пружинным приводом. Полюс выключателя образован изоляционным цилиндром 1 (рис. 5.16,а), внутри которого

проходят токоведущие элементы, соединенные с верхним неподвижным розеточным контактом 2 и обоймой 3, присоединенной к направляющим стержням 4. Токотвод к подвижному контакту 5 от направляющих стержней осуществляется роликовым устройством 6. Подвижный контакт 5 присоединен к рычагу механизма управления 11 посредством изоляционной тяги 7. На обойму 3 сверху устанавливается распорный цилиндр 8, а на него дугогасительное устройство 9. Маслоуказатели 10 поплавкового типа расположены наверху полюса.

На рис. 5.16,б представлена конструкция дугогасительной камеры комбинированного масляного дутья, состоящей из пакета изоляционных пластин

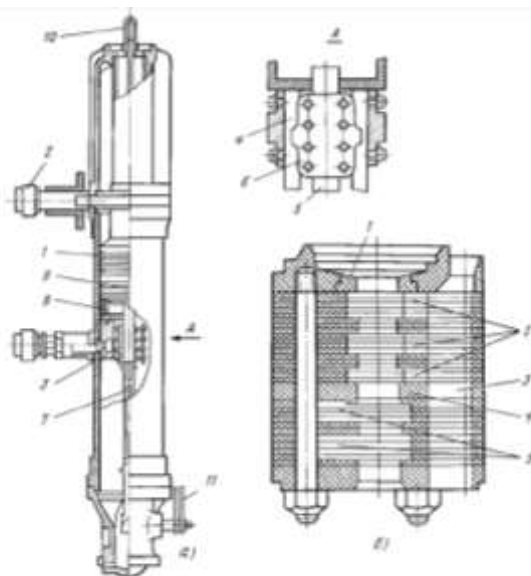


Рис. 5.16. Полюс маломасляного выключателя ВК-10 (а) и его дугогасительная камера (б)

разной конфигурации, стянутых шпильками. Верхняя перегородка имеет кольцо 1, изготовленное из дугостойкого материала (фторопласта). Камера имеет центральное отверстие для прохода подвижного стержня. В верхней части камеры изоляционные пластины образуют три поперечные, расположенные одна под другой, дутьевые щели 2 для больших токов, связанные вертикальным каналом 3 с подкамерным и надкамерным пространствами.

В нижней части камеры имеются два глухих масляных кармана 5 для гашения малых токов. При гашении малых токов ввиду недостаточности давления газопаровой смеси, создаваемого в течение первого этапа, дуга не гаснет при движении стерж-

ня вдоль дутьевых щелей 2 и достигает глухих карманов 5. В этом случае вследствие незначительности объемов этих полостей масло, содержащееся в них, даже при незначительном токе отключения испаряется взрывообразно. Это приводит к попытке отрыва столба дуги за счет импульсного повышения давления от токоведущего стержня, так как выброс газопаровой смеси будет происходить вверх в зону, свободную от контактной свечи. Конусная втулка 4, установленная в средней части камеры, служит для предотвращения чрезмерного разгона подвижного стержня под воздействием высокого давления, возникающего в камере при отключении токов КЗ.

Вакуумные выключатели

Существует много различных конструкций вакуумных дугогасительных камер. Одна из распространенных конструкций (рис. 5.20) имеет два изоляционных цилиндрических кожуха 1, 2, снабженных по торцам металлическими фланцами 4, 15. Неподвижный контакт 12 при помощи токоввода 13 жестко крепится к фланцу 15, подвижный контакт 11 связан с фланцем 4 при помощи сильфона 5. Как правило, в конструкции ВДК имеются экраны 3, 9, 10, 14, выполняющие функции повышения электрической прочности камеры за счет выравнивания градиента напряженности электрических полей и защиты внутренних изоляционных частей от металлизации распыленным контактным материалом. Как следует из рис. 5.21, электрическая прочность контактного промежутка очень высока. Это приводит к тому, что расстояние между контактами при напряжениях до 35 кВ не превышает 10 мм. Несмотря на то, что сильфоном создаются определенные усилия на контакт, общее контактное усилие с учетом токов КЗ 40–100 кА в ВДК может достигать около 1000–4000 Н.

В вакуумные выключатели находят все более широкое применение, часто заменяя и вытесняя менее надежные и более металло- и материалоемкие масляные и электромагнитные выключатели.

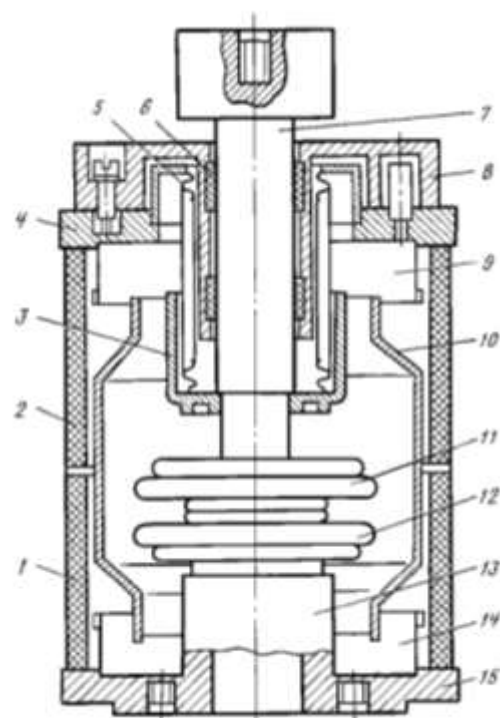


Рис. 5.20. Вакуумная дугогасительная камера ВДК-10-31

Характеризуя конструктивные особенности выключателей серии ВР следует подробнее остановиться на особенностях основных узлов – полюса, электромагнита и плат управления (рис. 4).

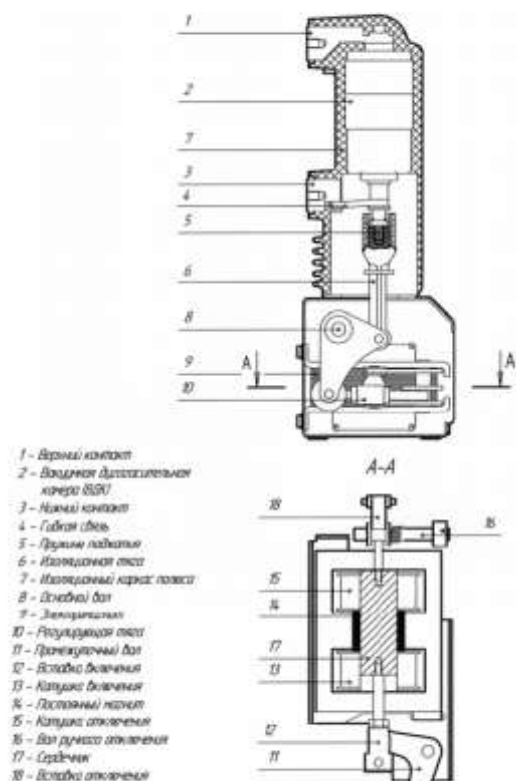


Рис. 4. Вакуумный выключатель серии ВР0, ВР1, конструкция

Элегазовые выключатели

5.3.1. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЭЛЕГАЗА

Шестифтористая сера (SF_6) – элегаз, относится к „электроотрицательным“ газам, получившим такое название из-за способности атомов фтора захватывать свободные электроны, превращаясь в тяжелые и малоподвижные отрицательно заряженные ионы. Элегаз при нормальной температуре (20°C) и давлении (0,1 МПа) представляет собой газ без цвета и запаха. Плотность его почти в 5 раз выше плотности воздуха, скорость звука в нем при температуре 30°C – 138,5 м/с (330 м/с в воздухе). На рис. 5.8 показаны кривые изменения удельной теплоемкости и теплопроводности, из которых следует, что элегаз обладает низкой теплоемкостью в канале столба дуги и повышенной теплопроводностью горячих газов, окружающих столб дуги (2000 К). Это характеризует элегаз как среду, обладающую высокими теплопроводящими свойствами. К недостаткам элегаза следует отнести его низкую температуру сжижения – 64°C при 0,1 МПа, которая с повышением давления тоже повышается. Чистый элегаз негорюч, инертен, нагревается до 800°C . Под влиянием электрической дуги или ко-

ронного разряда происходит разложение элегаза с образованием химически активных соединений, которые могут вызвать разрушение изоляционных и конструктивных материалов. Степень разложения элегаза под воздействием электрической дуги в дугогасительной камере низка из-за того, что большое количество разложившегося газа немедленно восстанавливается в элегазе. Газообразными продуктами разложения являются низшие фториды серы SF_2 , SF_4 . Хотя эти газы сами по себе не токсичны, но легко гидролизуются при взаимодействии с влагой, образуя фтористоводородную кислоту и двуокись серы. Для их поглощения в элегазовых выключателях включаются фильтры сорберы из активированного алюминия Al_2O_3 , которые поглощают как газообразные продукты разложения, так и влагу. Кроме активных газов во время горения дуги в результате реакции с парами материалов контактов дугогасителя образуются металлические фториды в виде тонкого слоя порошка. Обладая высокой электропроводностью, они не снижают электрическую прочность изоляции аппарата.

Дугогасительные устройства

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

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

- автокомпрессионные с дутьем в элегазе, созда-

- с высокой скоростью в неподвижном элегазе по кольцевым электродам под воздействием радиального магнитного поля, создаваемого отключаемым током;

- с продольным дутьем, в котором повышение давления в элегазе происходит при разогреве дугой, происходящей в специальной камере под воздействием магнитного поля (ДУ с электромагнитным дутьем).

5.3.3. КОНСТРУКЦИИ ЭЛЕГАЗОВЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

Фирма Merlin Gerin разработала элегазовый выключатель Fluarc FB4 на напряжение $U_{\text{ном}} = 7,2\text{--}36$ кВ, номинальный ток отключения $I_{\text{о.ном}} = 25$ кА, номинальный ток $I_{\text{ном}} = (630\text{--}1250)$ А.

Давление внутри корпуса 1,5 МПа, время гашения дуги 15 мс, полное время отключения 60–80 мс, срок службы – 20 лет.

На рис. 5.13 представлены полюс автокомпрессионного выключателя и положение механизма, соответствующее различным этапам отключения. Положение 1 соответствует нормальному включенному состоянию. Ток протекает по главным контактам 14, 17, дугогасительные контакты 13, 15 замкнуты. Ввиду того, что они изготавливаются из дугостойкой металлокерамики (CuW), токоведущий контур обладает большим сопротивлением. Поэтому через дугогасящие контакты, как правило, проходит ток не более $(15\text{--}20\%)I_{\text{ном}}$. Положение 2 соответствует началу процесса отключения. По-

движной поршень 12 совместно с подвижным главным контактом 14 и соплом 16 перемещается под воздействием приводных рычагов 4, 5. Этим создается избыточное давление в полости над поршнем по сравнению с объемом под поршнем. Ток из главных контактов 14, 17 перебрасывается в дугогасительную цепь контактов 13, 15. При дальнейшем перемещении поршня (положение 3) происходит размыкание контактов 13, 15 с одновременным возникновением дутья через внутренние полости контактов 13, 15 – двустороннее симметричное дутье. При этом выделяющаяся энергия дуги разогревает элегаз, что приводит к повышению перепада давления и усилению интенсивности истечения газовой струи. После гашения дуги при дальнейшем перемещении поршня (положение 4) продолжается вентиляция межконтактного промежутка, обеспечивающая необходимую электрическую прочность.

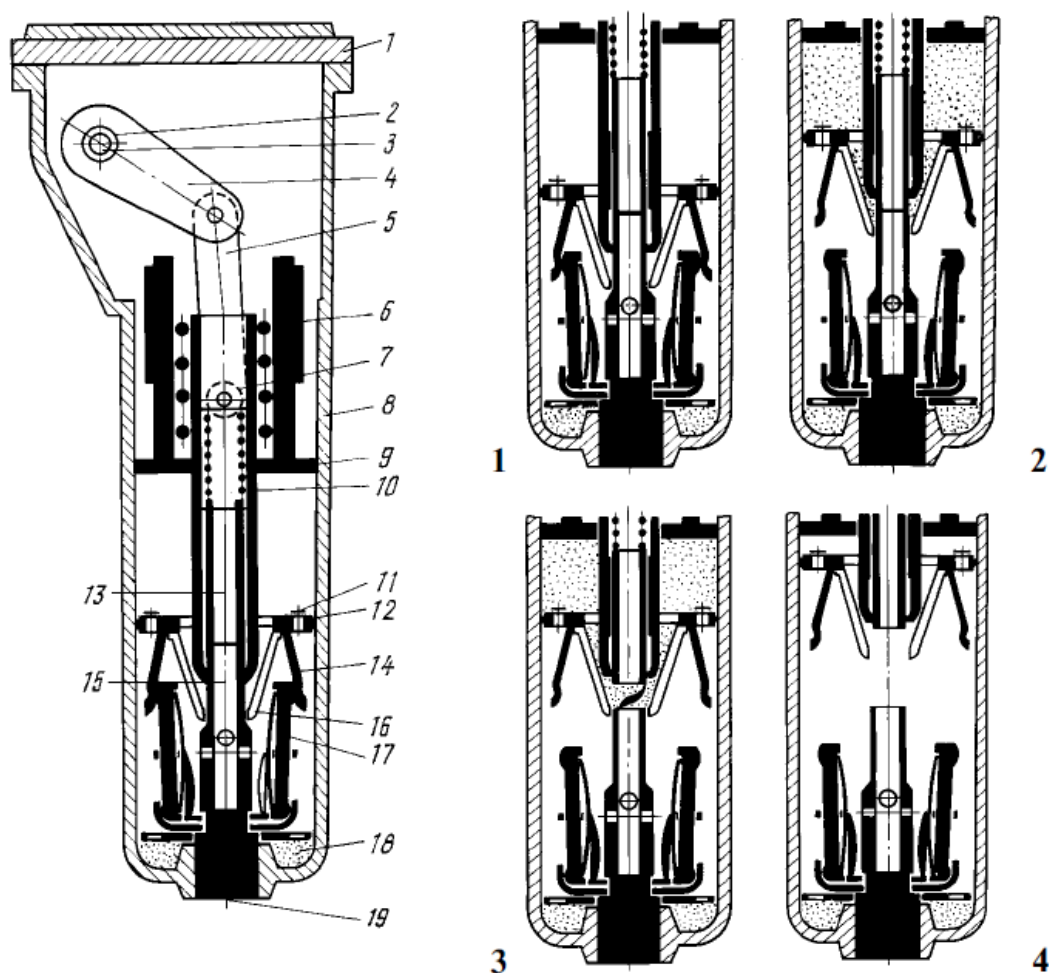


Рис. 5.13. Элегазовый автокомпрессионный выключатель фирмы Merlin-Gerin

5.8 Конструктивные особенности современных автоматических выключателей

Автоматические выключатели (автоматы защиты) (далее АВ), в просторечье - автоматы, предназначены для применения в электрических цепях переменного тока, токах короткого замыкания (КЗ) и защиты при перегрузках, пуска и остановки а синхронных электродвигателей и обеспечения безопасности изоляции проводников. Также могут использоваться для нечастых оперативных включений и отключений электрических цепей.

Конструктивные особенности АВ.

состоит из следующих частей:

- механизм управления;
- электромагнитный и тепловой расцепители;
- дугогасительная камера .

Автоматические выключатели имеют два типа защиты: динамическую (выполнена на электромагнитной катушке), предназначенную для защиты от токов короткого замыкания и тепловую (выполнена на биметаллической пластине), предназначенную для защиты от длительных токовых перегрузок. Контактная система состоит из неподвижных контактов, закрепленных на корпусе, и подвижных контактов, шарнирно насаженных на полуоси рычага механизма управления, и обеспечивает, как правило, одинарный разрыв цепи. Дугогасительное устройство устанавливается в каждом полюсе выключателя и предназнача-

ется для локализации электрической дуги в ограниченном объеме. Комбинированные зажимы из посеребренной меди и анодированной стали обеспечивают надежный контакт с медными и алюминиевыми проводниками сечением от 1 до 25 кв. мм.

Корпус автоматического выключателя изготавливается из диэлектрического материала. На передней панели нанесена торговая марка (бренд) производителя, каталожный номер. Основные характеристики — номинал (номинальный ток, Ампер) и время токовая характеристика.

Также на передней поверхности указываются и другие параметры автоматического выключателя, о которых речь пойдет в отдельной статье.

На задней части имеется специальное крепление для монтажа на DIN-рейку и крепления на ней с помощью специальной защелки.

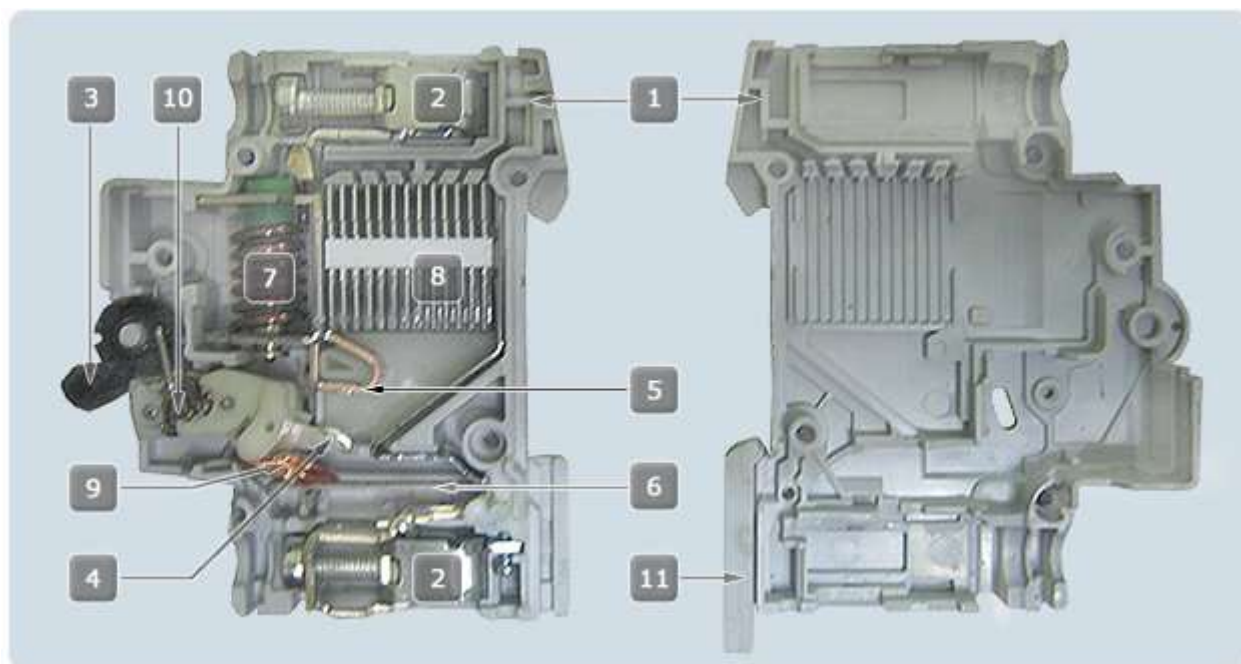
DIN-рейка — это металлическая рейка специальной формы, шириной 35 мм, предназначенная для крепления модульных устройств (автоматов, УЗО, различных реле, пускателей, клеммников и т.д.; выпускаются счетчики электроэнергии специально для установки на DIN-рейку). Для монтажа на рейку необходимо завести корпус автомата за верхнюю часть DIN-рейки и нажать на нижнюю часть автомата, чтобы фиксатор защелкнулся. Для снятия с DIN-рейки необходимо поддеть снизу фиксатор защелки и снять автомат.



Корпус автоматического выключателя состоит из двух половинок, соединенных четырьмя заклепками. Чтобы разобрать корпус, необходимо высверлить заклепки и снять одну из половинок корпуса.



В результате получаем доступ к внутреннему механизму автоматического выключателя.



- 1 - корпус;
- 2 - винтовые зажимы для проводов;
- 3 - рукоять (рычаг управления);
- 4 - подвижный контакт;
- 5 - неподвижный контакт;
- 6 - биметаллическая пластина теплового расцепления;
- 7 - катушка соленоида мгновенного расцепления;
- 8 - камера гашения дуги;
- 9 - гибкая связь с биметаллической пластиной;
- 10 - узел расцепления;
- 11 - фиксатор автомата на DIN-рейке.

Еще один критерий, по которому классифицируются автоматические выключатели –тип расцепителя:

- электромагнитный;
- тепловой;
- комбинированный;
- полупроводниковый.

Автоматические выключатели выпускаются в одно-, двух-, трех- и четырехполюсном исполнении:

-*Двухполюсные* автоматические выключатели общего применения служат для защиты силовых, осветительных и других электроустановок. Они предназначены для ручного включения и автоматического или ручного отключения электрических потребителей под нагрузкой. Автоматические выключатели двухполюсного исполнения применяются, как правило, в цепях постоянного тока до 63 А. Крепление на колодке, рейке или панели.

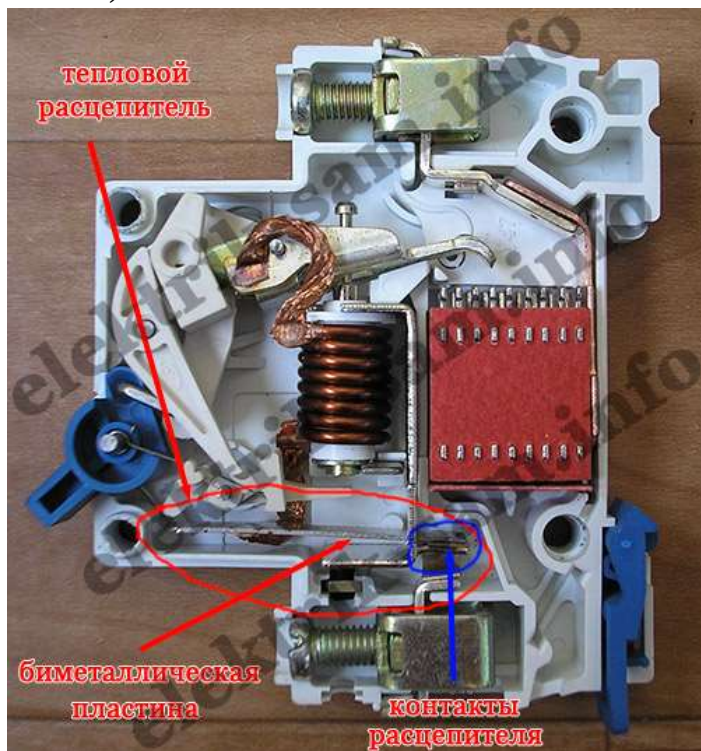
-*Трехполюсные* (трехфазные) автоматические выключатели общего применения служат для защиты силовых, осветительных и других электроустановок, а также электродвигателей от аварийных режимов, коротких замыканий, перегрузок по току и понижения напряжения. Они предназначены для ручного включения и автоматического или ручного отключения электрических потребителей под нагрузкой. Автоматические выключатели

трехполюсного исполнения применяются в цепях переменного тока с трехфазной нагрузкой (например, асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором). Расцепители могут встраиваться в один, два или три полюса в зависимости от типа исполнения автомата.

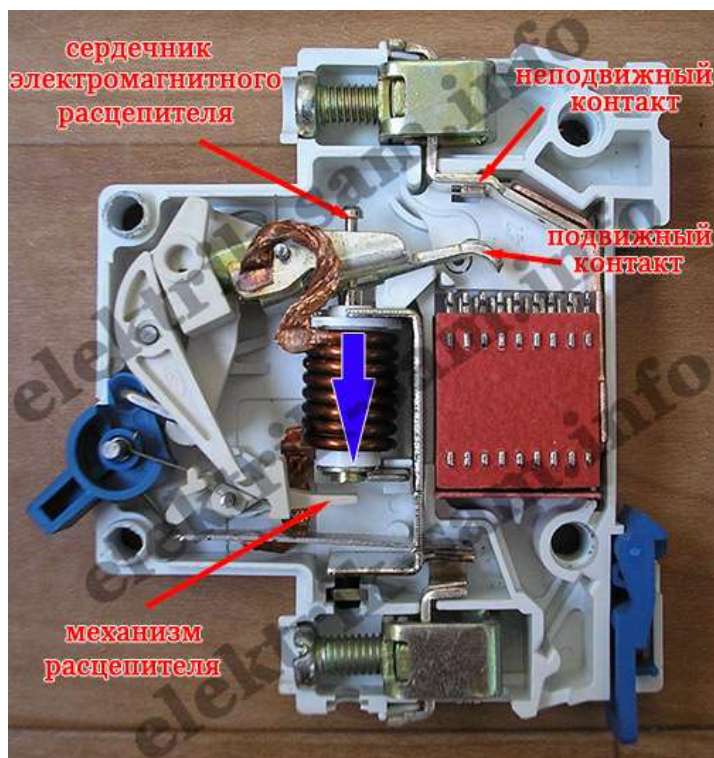
-*Четырехполюсные* автоматические выключатели общего применения служат для защиты силовых, осветительных и других электроустановок, а также электродвигателей от аварийных режимов, коротких замыканий и перегрузок по току. Они предназначены для ручного включения и автоматического или ручного отключения электрических потребителей под нагрузкой. Автоматические выключатели четырехполюсного исполнения применяются в цепях переменного тока с трехфазной нагрузкой (например, асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором). Расцепители могут встраиваться в один, два или три полюса в зависимости от типа исполнения автомата.

Принцип действия АВ.

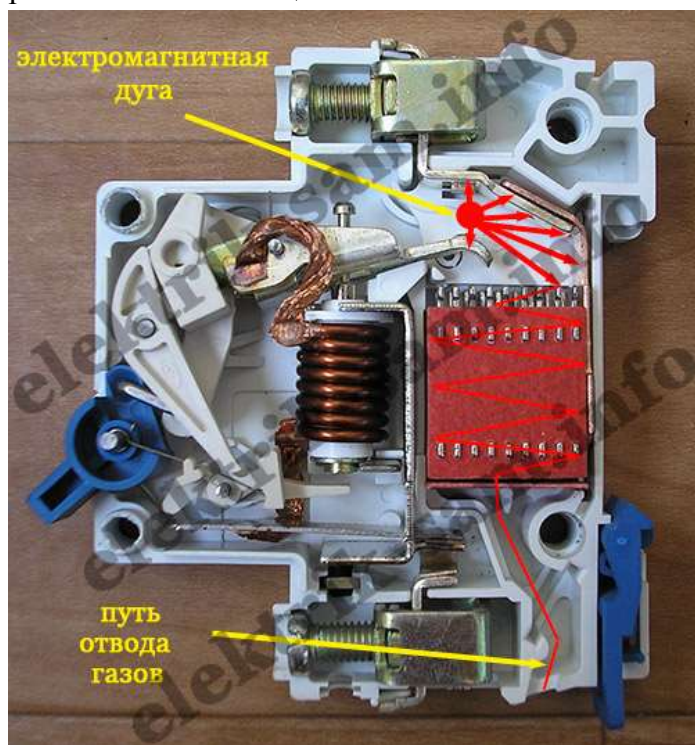
1. **При перегрузках** в защищаемой цепи протекающий ток нагревает биметаллическую пластину. При нагреве пластина изгибается и толкает рычаг, воздействующий на механизм свободного расцепления. Выдержка времени отключения уменьшается с ростом тока. Время срабатывания может быть от нескольких секунд до часа. Минимальный ток срабатывания теплового расцепителя составляет 1,13-1,45 от номинального тока автомата (т.е. тепловой расцепитель начинает срабатывать при превышении номинального тока на 13-45%).



2. **При коротком замыкании** в защищаемой цепи ток, протекающий через электромагнитную катушку автоматического выключателя, многократно возрастает, соответственно возрастает магнитное поле, которое перемещает сердечник соленоида, переключающий рычаг свободного расцепления и размыкает силовые контакты автоматического выключателя (т.е. подвижный и неподвижный контакты). Линия размыкается, позволяя снять с аварийной цепи питание и защитить от возгорания и разрушения сам автомат, электропроводку и замкнувший электроприбор.



Электромагнитный расцепитель срабатывает практически мгновенно (около 0,02с), в отличие от теплового, но при значительно больших значениях тока (от 3-х и более значений номинального тока), поэтому электропроводка не успевает нагреться до температуры плавления изоляции.



При размыкании контактов цепи, когда в ней проходит электрический ток, возникает электрическая дуга, и чем больше ток в цепи — тем дуга мощнее. Электрическая дуга вызывает эрозию и разрушение контактов. Чтобы защитить контакты автоматического выключателя от ее разрушающего действия, дуга, возникающая в момент размыкания контактов, направляется в дугогасительную камеру (состоящую из параллельных пла-

стин), где она дробится, затухает, охлаждается и исчезает. При горении дуги образуются газы, они отводятся наружу из корпуса автомата через специальное отверстие.

В обоих случаях подвижный контакт отходит от неподвижного, автомат выключается, происходит разрыв цепи, тем самым электрическая цепь защищается от перегрузок и токов короткого замыкания.

При перегрузках и токах короткого замыкания отключение автоматического выключателя производится независимо от того, удерживается рукоятка управления во включенном положении или нет. Время срабатывания автоматического выключателя не более 0,02 сек.

Итак

- автоматический выключатель позволяет коммутировать цепь (переводя рычаг управления вверх – автомат подключается к цепи; переводя рычаг вниз – автомат отключает питающую линию от цепи нагрузки);
- имеет встроенный тепловой расцепитель, который защищает линию нагрузки от токов перегрузки, он инерционен и срабатывает через некоторое время;
- имеет встроенный электромагнитный расцепитель, защищающий линию нагрузки от больших токов короткого замыкания и срабатывает почти мгновенно;
- содержит дугогасящую камеру, которая защищает силовые контакты от разрушительного действия электромагнитной дуги.

Системы АВР, применяемые на подстанциях

Высокую степень надежности электроснабжения потребителей обеспечивают схемы питания одновременно от двух и более источников (линий, трансформаторов), поскольку аварийное отключение одного из них не приводит к исчезновению напряжения на выводах электроприемников. Несмотря на эти очевидные преимущества многостороннего питания потребителей, большое количество подстанций, имеющих два и более источников питания, работают по схеме одностороннего питания. Одностороннее питание имеют также секции собственных нужд электростанций. Применение такой менее надежной, но более простой схемы электроснабжения во многих случаях оказывается целесообразным для снижения значений токов КЗ, уменьшения потерь электроэнергии в питающих трансформаторах, упрощения релейной защиты, создания необходимого режима по напряжению перетокам мощности и т. п. При развитии электрической сети одностороннее питание часто является единственно возможным, так как ранее установленное оборудование и релейная защита не позволяют осуществить параллельную работу источников питания. Используются две основные схемы одностороннего питания потребителей при наличии двух или более источников.

В первой схеме один источник, включен и питает потребителей, а второй отключен и находится в резерве (явное резервирование). Соответственно этому первый источник называется рабочим, а второй—резервным (рис. 8.4, а, б). Во второй схеме все источники нормально включены, но работают раздельно на выделенных потребителей (неявное резервирование). Деление осуществляется на одном из выключателей (рис. 8.5, в, г).

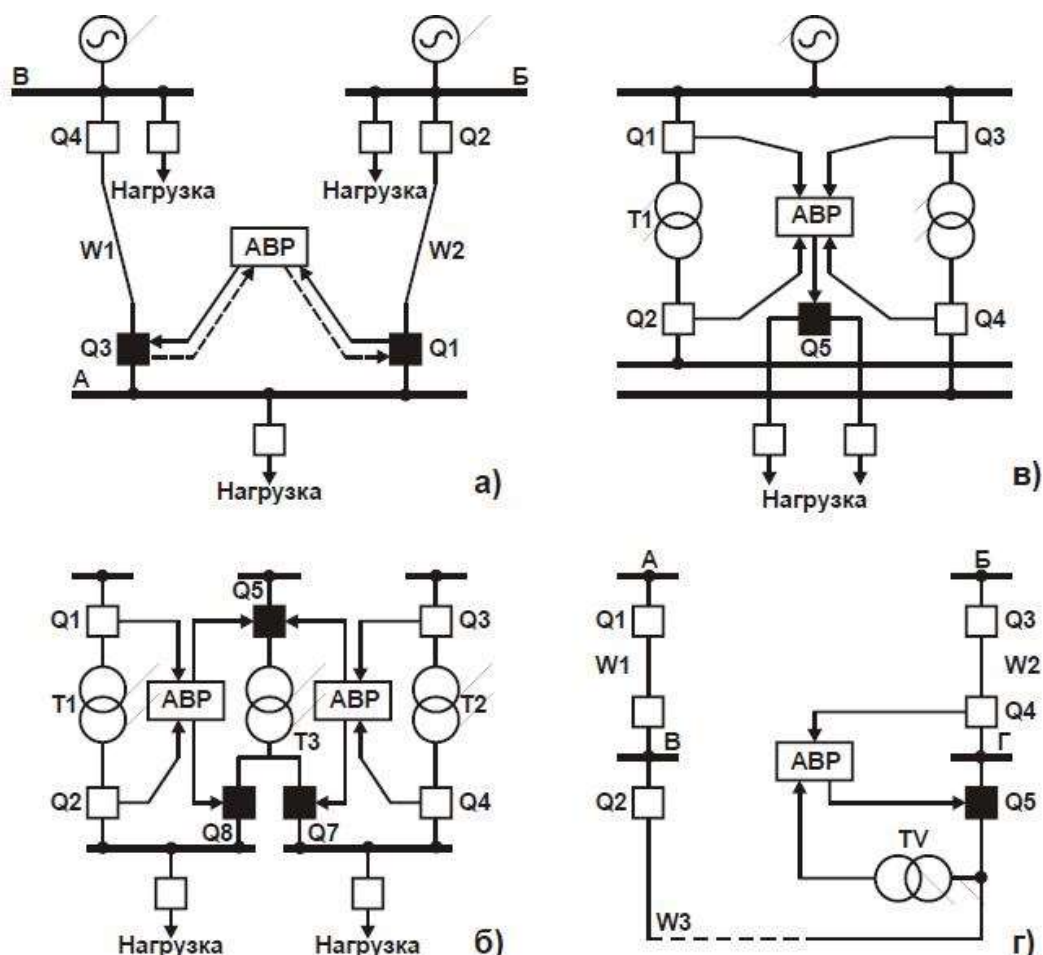


Рис. 8.5. Принципы осуществления АВР при разных схемах питания потребителей

Недостатком одностороннего питания является то, что аварийное отключение рабочего источника приводит к прекращению питания потребителей. Этот недостаток можно устранить быстрым автоматическим включением резервного источника или включением выключателя, на котором осуществлено деление сети. Для выполнения этой операции широко используются специальные устройства, получившие название устройств автоматического включения резерва (АВР).

Различают нагруженный, ненагруженный и облегченный резервы.

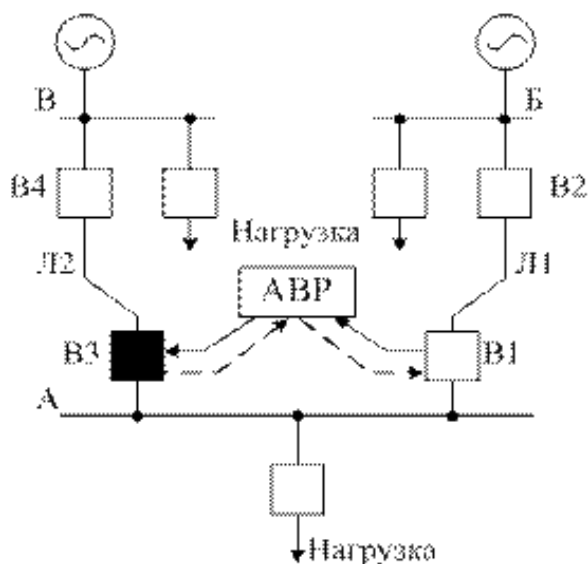
Нагруженный резерв (неявное резервирование) – при двустороннем питании электрических сетей и параллельной работе силовых трансформаторов, т.е. утяжеленных условиях работы аппаратуры из-за увеличения токов к.з. и сложной релейной защите.

Ненагруженный и облегченный резервы (явное резервирование) используют при одностороннем электроснабжении. Если резерв ненагружен, то один источник питания (рабочий) – нормально включен, а другой (резервный) – нормально выключен.

Рассмотрим принципы использования АВР на примере схем, приведенных на рис. 8.5.

Вариант 1

Питание подстанции А (рис. 8.5, а) осуществляется по рабочей линии W1 от подстанции Б. Вторая линия, приходящая с подстанции В, является резервной и находится под напряжением (выключатель Q3 линии W2 нормально отключен).



При отключении линии W1 автоматически от устройства АВР включается выключатель Q3 и таким образом вновь подается питание потребителям подстанции А.

Схемы АВР могут иметь одностороннее или двустороннее действие.

При одностороннем (несимметричном) АВР линия W1 всегда должна быть рабочей, а линия W2—всегда резервной.

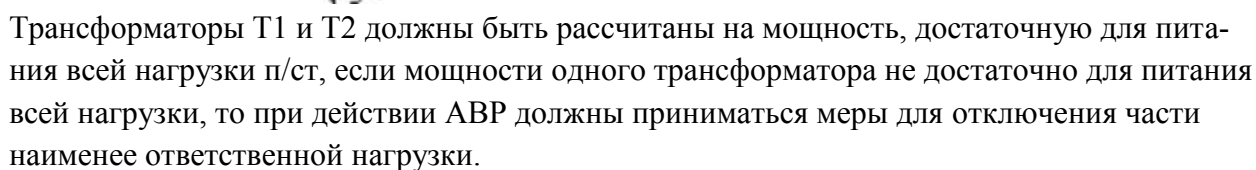
При двустороннем (симметричном) АВР любая из этих линий может быть рабочей и резервной.

Вариант 2.

Питание электродвигателей и других потребителей собственных нужд каждого агрегата электростанции осуществляется обычно от отдельных рабочих трансформаторов (Т1 и Т2 на рис. 8.5, б). При отключении рабочего трансформатора автоматически от схемы АВР включаются выключатель Q5 и один из выключателей — Q8 (при отключении Т1) или Q7 (при отключении Т2) —резервного трансформатора Т3.

Трансформаторы Т1 и Т2 включены на разные системы шин (рис. 8.5, б). Шиносоединительный выключатель Q5 нормально отключен. При аварийном отключении любого из рабочих трансформаторов автоматически от схемы АВР включается выключатель Q5, подключая нагрузку шин, потерявших питание, к оставшемуся в работе трансформатору. Если мощность одного трансформатора недостаточна для питания всей нагрузки подстанции, при действии АВР должны приниматься меры для отключения части наименее ответственных потребителей.

Вариант 3. (рис. 8.1, в). Нагруженный резерв. При облегченном резерве оба источника включены и нагрузка делится между ними примерно поровну, потребители подключается к двум системам или секциям шин. В случае отключения одного из источников временно теряется питание только нескольких потребителей, а после автоматического включения секционного (шинного) выключателя электроснабжение восстанавливается.



Подстанции В и Г (рис. 8.1, г) нормально питаются радиально от подстанций А и Б соответственно. Линия W3 находится под напряжением со стороны подстанции В, а выключатель Q5 нормально отключен. При аварийном отключении линии W2 устройство АВР, установленное на подстанции Г, включает выключатель Q5, в результате чего питание с подстанции Г переводится на подстанцию В по линии W3. При отключении линии W1 подстанция В и вместе с ней линия W3 остаются без напряжения. Исчезновение напряжения на трансформаторе напряжения TV также приводит в действие устройство АВР на подстанции Г, которое включением выключателя Q5 подает напряжение на подстанцию В от подстанции Г.

Требования к схемам АВР

1. Схема АВР должна приходить в действие при исчезновении напряжения на шинах потребителя по любой причине (аварийное, ошибочном или самопроизвольном отключении

выключателей рабочего источника питания, при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника). Включение резервного источника часто допускается также при КЗ на шинах потребителя.

2. Для того чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться сразу же после отключения рабочего источника.

3. Действие АВР должно быть однократным, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на неустранившееся КЗ.

4. Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ в неотключившемся рабочем источнике. Выполнение этого требования исключает также в отдельных случаях несинхронное включение двух источников питания.

5. Для того чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения,

6. Для ускорения отключения резервного источника при его включении на неустранившееся КЗ должно предусматриваться ускорение защиты резервного источника после АВР. Это особенно важно в тех случаях, когда потребители, потерявшие питание, подключаются к другому источнику, несущему нагрузку. Ускоренная защита обычно действует по цепи ускорения без выдержки времени. В установках же собственных нужд, а также на подстанциях, питающих большое число электродвигателей, ускорение защиты осуществляется до 0,5 с. Такое замедление ускоренной защиты необходимо, чтобы предотвратить ее неправильное срабатывание в случае кратковременного замыкания контактов токовых реле в момент включения выключателя под действием толчка тока, обусловленного сдвигом по фазе между напряжением энергосистемы и затухающей ЭДС тормозящихся электродвигателей, который может достигать 180° .

Устройства АВР устанавливаются на всех источниках питания собственных нужд электростанций и подстанций, на силовых трансформаторах, шинных и секционных выключателях подстанций, на транзитных линиях, работающих с нормально разомкнутым транзитом, в распределительных сетях низкого напряжения.

Если к.з. на источнике было неустойчивое и питание восстановилось, то для восстановления питания потребителей по нормальной схеме должно быть предусмотрено в АВР потребителей (т.е. д.б. контроль за наличием напряжения в рабочей линии и при появлении питания нормальная схема восстанавливается).

Контрольные вопросы

1. По каким признакам различают силовые трансформаторы?
2. С какой целью применяют измерительные трансформаторы?
3. Как устроен силовой трехфазный двухобмоточный трансформатор?
4. Перечислите наиболее характерные неисправности трансформаторов и возможные причины их возникновения.
5. Назовите основные операции, производимые при разборке трансформатора.
6. В чем заключается ремонт магнитопровода трансформатора?
7. Каким образом выполняют ремонт вводов и переключающего устройства трансформатора?

8. Какие способы сушки активной части трансформатора применяются?
9. В чем заключается ремонт сухих и измерительных трансформаторов?
10. Перечислите основные послеремонтные испытания трансформаторов.

Тема 5. Техническое обслуживание электрических машин

5.1 Виды ремонта электрических машин

Эксплуатация электрических машин включает содержание их в исправном состоянии, устранение мелких неисправностей и ремонт. Основой правильной эксплуатации электрических машин являются эксплуатационные документы. Они поставляются заводом-изготовителем вместе с машиной. В число эксплуатационных документов входят: техническое описание; инструкция по эксплуатации; инструкция по техническому обслуживанию; инструкция по монтажу, пуску, регулированию и обкатке машин; формуляр для машины, технические данные которой гарантируются заводом; ведомость запасных частей, инструментов и устройств; ведомость эксплуатационных документов.

В результате практики эксплуатации оборудования на предприятиях разных отраслей промышленности сложилась так называемая система планово-предупредительного ремонта, под которой понимают плановый комплекс работ по поддержанию электрических машин и другого электрооборудования в рабочем состоянии. В зависимости от особенностей, степени повреждений и износа электрических машин, а также трудоемкости ремонтных работ различают следующие виды ремонта: текущий, средний и капитальный. Текущий ремонт, является минимальным по объему видом ремонта, при котором обеспечивается нормальная эксплуатация машины до следующего планового ремонта. Во время текущего ремонта устраняются неисправности путем замены или обновления отдельных быстроизнашивающихся деталей, а также выполняются регулировочные работы. Этот ремонт производится эксплуатационным персоналом или ремонтными службами на месте установки машин. Средний ремонт заключается в восстановлении эксплуатационных характеристик электрической машины путем ремонта или замены только изношенных или поврежденных деталей. Кроме того, обязательно проверяют техническое состояние остальных частей и ликвидируют обнаруженные неисправности. Может проводиться капитальный ремонт отдельных основных узлов. Средний ремонт выполняется подвижными или стационарными ремонтными службами.

Капитальный ремонт включает полную разборку и дефектацию электрической машины, замену или ремонт всех составных частей, проверку их состояния, сборку машины, регулировку и испытание. Выполняется стационарными ремонтными предприятиями.

Существуют три формы организации ремонтов: централизованная, децентрализованная и смешанная.

При централизованной форме ремонт, испытание и наладка электрических машин выполняются специализированными ремонтно-наладочными организациями. Эта форма является наиболее прогрессивной, а также обеспечивает минимальную стоимость ремонта при более высоком качестве.

При децентрализованной форме ремонт, испытание и наладка осуществляются ремонтными службами производственных подразделений предприятий, при смешанной - часть работ выполняется централизованно, часть - децентрализованно, причем степень децентрализации зависит от вида предприятия, типа и мощности электрооборудования.

Усовершенствование централизованного ремонта предусматривает создание централизованного обменного фонда электрических машин и расширение их номенклатуры, расширение сферы услуг ремонтных предприятий на производство текущих ремонтов и профилактического обслуживания.

Продолжительность ремонтного цикла (время между двумя капитальными ремонтами) определяется условиями эксплуатации, требованиями к показателям надежности, ремонтпригодности, правилами технической эксплуатации, инструкциями завода - поставщика электрической машины. Обычно ремонтный цикл исчисляется в календарном времени исходя из 8-часового рабочего дня.

Реальная сменность оборудования и сезонность его работы учитываются с помощью соответствующих коэффициентов. При определении продолжительности ремонтного цикла исходят из графика распределения повреждений электрических машин в функции времени эксплуатации. Обычно этот график имеет три области: первая - предремонтная приработка, когда вероятность повреждений повышается за счет возможного применения при ремонте некачественных узлов, деталей и материалов, невыполнения технологии ремонта и т. д., вторая - нормальный этап работы электрической машины с практически неизменным числом повреждений, третья - старение отдельных узлов электрической машины (она характеризуется ростом числа повреждений).

Продолжительность ремонтного цикла не должна превышать продолжительности нормального этапа работы второй области.

При планировании структуры ремонтного цикла (виды и последовательность чередования плановых ремонтов) исходят из того, что в электрической машине наряду с быстроизнашиваемыми деталями (щетки, подшипники качения, контактные кольца), обновление которых производится при незначительном ремонте или путем замены новыми, имеются узлы с большим сроком наработки (обмотки, механические детали, коллекторы), ремонт которых довольно трудоемкий и занимает много времени. Поэтому между капитальными ремонтами электрические машины должны пройти несколько текущих ремонтов. Они, как правило, не нарушают ритма производства, в то время как капитальный ремонт при отсутствии резерва связан с приостановкой производства (технологического процесса). Поэтому межремонтный период для электрических машин необходимо приурочивать к межремонтному периоду основного технологического оборудования, если последний оказывается меньшим.

5.2. Объем работ по техническому обслуживанию и ремонту

Перед ремонтом выполняются испытания электрических машин для выявления и ликвидации дефектов.

Типовой объем работ по техническому обслуживанию включает:

- ежедневный надзор за выполнением правил эксплуатации в соответствии с инструкцией завода-поставщика (контроль нагрузки, температуры отдельных узлов электрической машины, температуры охлаждающей среды при замкнутой системе охлаждения, наличия смазочного материала в подшипниках, отсутствие посторонних шумов и вибраций контактных колец и др.);
- ежедневную проверку исправности заземления;
- мелкий ремонт, который выполняется во время перерывов в работе основного технологического оборудования и не требует специальной остановки электрических машин (под-

тяжка контактов и креплений, замена щеток, регулирование траверс, подрегулирование пуско-регулирующей аппаратуры и системы защиты, чистка доступных частей машины и т. д.);

- участие в приемо-сдаточных испытаниях после монтажа и наладки электрических машин и систем их защиты и управления;
- плановые осмотры машин по утвержденному главным энергетиком графику с заполнением карты осмотра.

Типовой объем работ при текущем ремонте содержит:

- выполнение операций по техническому обслуживанию;
- отключение машины от питающей сети и от приводного механизма;
- очистку внешних поверхностей от загрязнения;
- разборку электрической машины в необходимом для ремонта объеме;
- проверку подшипников, их промывку, замену подшипников качения, если зазоры в них превышают допустимые значения;
- очистку и ремонт вентилятора;
- ремонт системы принудительной вентиляции;
- осмотр, очистку и продувание сжатым воздухом обмоток, коллектора и вентиляционных каналов;
- проверку состояния и надежности крепления лобовых частей обмоток, ликвидацию выявленных дефектов, устранение местных повреждений изоляции обмоток, сушку обмоток и покрытие их лобовых частей лаком;
- проверку и подтяжку крепежных соединений и контактов с заменой дефектных крепежных деталей, проверку и регулировку щеткодержателей, траверс, короткозамыкающих приспособлений, механизмов подъема щеток;
- зачистку и шлифовку контактных колец, продорозивание коллектора;
- проверку состояния выводных концов обмоток и клеммных колодок с необходимым ремонтом;
- замену фланцевых прокладок и уплотнений;
- сборку машины и проверку защитного заземления;
- присоединение машины к сети и проверку ее работы на холостом ходу и под нагрузкой;
- ликвидацию повреждений окраски;
- приемо-сдаточные испытания и сдачу машины в эксплуатацию.

Типовой объем работ при капитальном ремонте включает:

- операции текущего ремонта;
- проверку осевого разбега ротора и радиальных зазоров подшипников скольжения с последующей перезаливкой вкладышей;
- замену подшипников качения;
- полную разборку машины с чисткой и промывкой всех механических деталей;
- замену дефектных обмоток, очистку и продувку сохраняемых обмоток;
- пропитывание лаком и сушку обмоток, покрытие их лобовых частей покровными лаками и эмалями;
- ремонт коллектора, контактных колец и щеточных узлов (вплоть до их замены новыми);
- ремонт магнитопроводов;
- ремонт подшипниковых щитов, корпуса, вала;

- ремонт или замену вентилятора;
- замену неисправных пазовых клиньев и изоляционных деталей;
- маркировку выводных концов;
- сборку и окраску машины;
- приемо-сдаточные испытания и сдачу машины в эксплуатацию.

5.3 Технические условия и организация ремонта

В зависимости от массы и габаритов машины демонтируются и направляются в ремонт или его выполняют непосредственно на месте их установки. В любом случае приемка в ремонт и сдача машин заказчику после ремонта осуществляются в соответствии с техническими условиями (ТУ), в которых регламентируются взаимные обязательства заказчика и ремонтного предприятия.

Приемку машин в ремонт производят по акту. В нем, кроме паспортных данных машины и предполагаемого объема ремонта, указываются технические требования, которым должна соответствовать машина после ремонта: напряжение, частота вращения, класс нагревостойкости изоляции и т. д. В ремонт принимаются только комплектные электрические машины, которые имеют все основные узлы и детали, включая старые обмотки. Все соединительные и установочные детали должны быть демонтированы заказчиком. Не принимаются машины разукomплектованные, с разбитыми корпусами и подшипниковыми щитами, со значительным (более 25%) повреждением активной стали. При ремонте в машинах сохраняется прежняя конструкция и, как правило, паспортные характеристики.

Ремонт электрических машин проводится в соответствии со следующими требованиями:

- применяемые материалы должны соответствовать стандартам;
- отремонтированные машины обеспечиваются всеми деталями, а обмотка с креплениями и поверхность магнитопровода покрываются лаком;
- внутренние поверхности подшипниковых щитов и корпуса, вентиляторы и внешние поверхности машины окрашиваются;
- конец вала покрывается консервирующей смазкой;
- обмотка и другие токоведущие части должны быть надежно закреплены, а пазовые клинья не должны иметь слабины;
- подшипники скольжения не должны иметь течи масла, а подшипники качения должны быть заполнены смазкой;
- отремонтированная машина должна пройти приемо-сдаточные испытания, после чего ремонтные организации гарантируют ее исправную работу на протяжении одного года при выполнении условий транспортировки, хранения и эксплуатации.

Выводные концы обмоток маркируются в соответствии со стандартом, к корпусу крепится новый щиток. На нем указывают: название предприятия, которое производило ремонт, тип машины, номинальную мощность, напряжение, ток, частоту вращения, КПД, коэффициент мощности (для машин переменного тока), дату выхода из ремонта.

На электроремонтных предприятиях существуют технологические карты ремонта электродвигателей и генераторов разных мощностей и классов напряжения (до и выше 1000 В). Они оформлены в виде таблиц, где приведены номера и содержание всех технологических операций, ТУ, сведения об оборудовании и оснастке, необходимые для ремонта, а также нормы времени на выполнение отдельных операций.

5.4 Структурно-технологическая схема ремонта электрических машин

В процессе ремонта электрических машин выполняют семь основных видов работ, которые определяют структуру соответствующих производственных подразделений. Одна из наиболее распространенных структурно-технологических схем ремонта приведена в табл. 2.2.

Предремонтные испытания выполняются для обнаружения неисправностей по программе, которая включает: измерение сопротивления изоляции обмоток, испытания электрической прочности изоляции, проверки целостности подшипников (на холостом ходу) и осевого выбега ротора, проверку плотности прилегания щеток к коллектору и контактным кольцам, измерение вибрации в режиме холостого хода. Кроме того, определяется размер воздушного зазора, проверяются состояние крепежных деталей, плотность посадки подшипниковых щитов и отсутствие повреждений в отдельных частях машины.

Таблица 2.2. Работы, выполняемые при ремонте электрических машин

Виды работ	Основные технологические операции
Предремонтные испытания Разборочно-дефектировочные работы	Внешний осмотр. Испытания Разборка машины. Извлечение поврежденных обмоток. Мойка отдельных деталей. Дефектировка деталей
Изоляционно-обмоточные работы	Восстановление обмоточного провода. Намотка и укрепление обмоток. Пропитка и сушка обмоток. Изолирование и пайка схемы. Испытания обмоток
Слесарно-механические работы	Восстановление и изготовление конструктивных деталей токоведущих частей
Комплектование деталей. Сборка машины	Перешихтовка сердечников. Узловая сборка. Сборка машины целиком. Проверка правильности сборки
Послеремонтные испытания	В соответствии с программой приемосдаточных испытаний
Отделочные работы	Окразка машины. Консервация машины

Предремонтные испытания проводят на испытательной станции или на испытательном участке разборочного отделения.

Разборочно-дефектировочные работы проводят в разборочном отделении: электрические машины разбирают на отдельные узлы и детали и выполняют их дефектацию (определяют степень износа, объем ремонта, оформляют необходимую документацию), а затем передают узлы и детали в соответствующие ремонтные отделения, а исправные - в комплекточное отделение.

Изоляционно-обмоточные работы выполняются в обмоточном отделении.

Слесарно-механические работы проводят в слесарно-механическом отделении, где ремонтируют и изготавливают новые детали электрических машин: валы, подшипники скольжения, крышки подшипника и т. д.; коллекторы, контактные кольца, щеточные механизмы, короткозамкнутые обмотки роторов и др.; выполняют перешихтовку сердечников статоров и роторов, а также слесарную и механическую обработку деталей.

Комплектование деталей осуществляется в комплектовочном отделении, а сборка машины - в сборочном отделении.

В комплектовочное отделение поступают исправные узлы и детали из разборочного отделения и отремонтированные узлы и детали из обмоточного и слесарно-механического отделений. Здесь осуществляется полная комплектация электрической машины необходимыми частями, затем машина передается в сборочное отделение.

Послеремонтные испытания проводят на испытательной станции, а отделочные работы. — на участке окраски и сушки обмоточного отделения.

5.5 Основные неисправности электрических машин

Чтобы определить объем ремонта электрической машины, необходимо выявить характер ее неисправностей. Неисправности электрической машины разделяют на внешние и внутренние.

К внешним неисправностям относятся: обрыв одного или нескольких проводов, соединяющих машину с сетью, или неправильное соединение; перегорание плавкой вставки предохранителя; неисправности аппаратуры пуска или управления, пониженное или повышенное напряжение питающей сети; перегрузка машины; плохая вентиляция.

Внутренние неисправности (повреждения) электрических машин могут быть механическими и электрическими.

Механические повреждения: нарушение работы подшипников; деформация или поломка вала ротора (якоря); разбалтывание пальцев щеткодержателей; образование глубоких выработок («дорожек») на поверхности коллектора и контактных колец; ослабление крепления полюсов или сердечника статора к станине; обрыв или сползание проволочных бандажей роторов (якорей); трещины в подшипниковых щитах или в станине и др.

Электрические повреждения: межвитковые замыкания; обрывы в обмотках; пробой изоляции на корпус; старение изоляции; распайка соединений обмотки с коллектором; неправильная полярность полюсов; неправильные соединения в катушках и др.

Основные неисправности электрических машин приведены в табл. 2.3.

Таблица. 2.3. Неисправности электрических машин и причины их появления

Неисправность	Причина
<i>Асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором</i>	
1	2
Двигатель не разворачивается	Отсутствует ток в статоре из-за перегорания предохранителя или выключения неисправного автоматического выключателя
Двигатель не разворачивается сам, но при разворачивании от руки работает толчками и сильно гудит	Обрыв в одной фазе сети или внутренний обрыв в обмотке статора при соединении фаз «звездой»
Двигатель вращается вхолостую, но при нагрузке останавливается	Пониженное напряжение в сети, неправильное соединение фаз обмотки статора «звездой». Если обмотка соединена «треугольником», то, вероятно, имеется обрыв в цепи одной из фаз обмотки статора
Двигатель гудит, ротор вращается медленно, ток во всех трех фазах разный и даже на холостом ходу превышает номинальный	Обрыв одного или нескольких стержней обмотки ротора; неправильное соединение начала и конца обмотки статора (фаза «перевернута»)
Двигатель нагревается при номинальной нагрузке	Витковое замыкание в обмотке статора, ухудшение условий вентиляции в результате загрязнении вентиляционных каналов

1	2
Недопустимо низкое сопротивление изоляции обмотки статора Двигатель вибрирует во время работы и после отключения при частоте вращения ротора, близкой к номинальной Двигатель сильно вибрирует, но вибрация прекращается после отключения его от сети. Двигатель сильно гудит, ток в фазах разный, один из участков статора быстро нагревается <i>Асинхронные двигатели с фазным ротором</i> Двигатель не развивает номинальной частоты вращения Двигатель медленно увеличивает скорость, ротор сильно нагревается даже при небольшой нагрузке Двигатель не развивает скорость ротора под нагрузкой, гудит, ток статора пульсирует Повышенное искрение между щетками и контактными кольцами Двигатель начинает вращаться при разомкнутой цепи ротора без нагрузки. При пуске под нагрузкой медленно разворачивается и сильно нагревается <i>Синхронные машины</i> Генератор дает низкое напряжение на холостом ходу Генератор дает низкое напряжение при нагрузке Неодинаковое напряжение в фазах генератора при нагрузке Двигатель медленно разворачивается	Увлажнение или сильное загрязнение изоляции обмотки статора; старение или повреждение изоляции Нарушение соосности валов, неуравновешенность ротора (дисбаланс) Короткое замыкание обмотки статора Нарушение контакта в двух или трех фазах пускового реостата; нарушение электрической цепи между пусковым реостатом и обмоткой ротора Замыкание части обмотки ротора на заземленный корпус двигателя; нарушение изоляции между контактными кольцами и валом ротора Нарушение контакта в месте пайки обмотки ротора, соединениях ее с контактными кольцами или в соединительных проводах Плохая притертость или повышенная загрязненность щеток, заедание щеток в обоймах щеткодержателей; недостаточное нажатие щеток на контактные кольца; нарушение контакта в цепи щеток Межвитковые замыкания в обмотке ротора; заземление обмотки ротора в двух местах; замыкание между контактными кольцами в результате их загрязнения пылью от щеток Скорость генератора ниже синхронной; неисправность возбудителя; неправильное соединение обмотки статора Большая индуктивность нагрузки; снижение скорости генератора Несимметричная нагрузка фаз; распайка соединений фаз обмотки статора Низкое напряжение питающей сети; обрыв стержней в пусковой обмотке

1	2
Двигатель не достигает синхронной скорости	Слишком большая механическая нагрузка на валу двигателя, неисправность пусковой обмотки
Двигатель при нагрузке снижает скорость	Чрезмерная нагрузка, превышающая максимальный вращающий момент двигателя; снижение напряжения сети; неисправность обмотки ротора
Машина сильно вибрирует	Нарушение балансировки ротора, замыкание витков в одной из катушек ротора; «блуждающие» замыкания витков в обмотке ротора
Пусковая обмотка двигателя или успокоительная обмотка генератора сильно нагревается	Частые выпадения машины из синхронизма (снижение частоты вращения); распылка соединений стержней обмотки с замыкающими кольцами
<i>Машины постоянного тока</i>	
Искрение под всеми щетками на холостом ходу	Щетки установлены не на магнитной нейтральной или расстоянии между отдельными банкетами неодинаковое; щетки неправильно установлены в щеткодержателях; сильно загрязнен коллектор
Искрение под частью щеток на холостом ходу	Неодинаковые расстояния между банкетами по окружности коллектора или отдельные банкетки слабо закреплены и вибрируют; отдельные щетки неплотно прилегают к коллектору или очень прижаты к нему; загрязнены или окислены контакты в токособирающих кольцах, между щеткодержателями и банкетами, щеткодержателями и щетками
Машина начинает искрить при частичной нагрузке, а на холостом ходу не искрит	Щетки находятся не на нейтральной; неправильно включена обмотка добавочных полюсов, что дает неправильное чередование главных и добавочных полюсов
Щетки равномерно искрят при нагрузке, а на холостом ходу машина не искрит	Большой или малый зазор между якорем и добавочными полюсами; отдельные добавочные полюсы слабо прижаты или не поставлены прокладки между станиной и полюсами
Щетки искрят, генератор плохо возбуждается, а двигатель плохо разворачивается или работает с ненормальной скоростью, обмотка якоря местами сильно нагревается	Витковое замыкание в обмотке якоря, некоторые соседние пластины имеют зазоры и между ними происходит замыкание; замыкание витков в катушке от оставшегося при пайке олова

1	2
Щетки искрят, наблюдается почернение коллекторных пластин. После чистки чернеют один и те же коллекторные пластины. Изоляция между коллекторными пластинами выгорела Якорь сильно нагревается даже в ненагруженной машине, а щетки одного полюса искрят сильнее щеток других полюсов При работе машины наблюдается легкое круговое искрение, по поверхности коллектора со щеток одного полюса на щетки другого полюса перескакивают отдельные искры Щетки дрожат; искрит, очень шумит; коллектор и щетки сильно нагреваются Круговой огонь по коллектору Вся машина равномерно перегрета Генератор плохо возбуждается, а двигатель плохо разворачивается или разворачивается толчками Перегрев обмотки возбуждения Генератор не возбуждается Генератор возбуждается, но дает пониженное напряжение на холостом ходу	Нарушение соединений между обмоткой якоря и коллектором; отпаялись уравнивательные соединения Неравномерный зазор в машине (плохая центровка при монтаже машины, износ подшипников) Коллектор сильно загрязнен в результате сильного износа щеток; неровная поверхность коллектора; несоответствующий тип щеток; плохой уход за машиной Битие коллектора, вызванное его неровной поверхностью, между пластинами выступает изоляция; неправильная установка щеток Щетки установлены не на нейтрали; обмотка добавочных полюсов включена неправильно и поэтому главные и добавочные полюсы неправильно чередуются Перегрузка машины; вентиляционные пути и каналы забиты; не работает вентилятор Витковое замыкание в обмотке якоря; замыкание отдельных коллекторных пластин Большой ток возбуждения; витковое замыкание в обмотке возбуждения; неправильно соединены катушки возбуждения Генератор утратил остаточный магнетизм; неправильное направление вращения; оборвана цепь параллельной обмотки возбуждения или сопротивление цепи превышает критическое; короткое замыкание в обмотке якоря, между пластинами коллектора; обрыв обмотки якоря; неправильное положение щеток Недостаточная частота вращения; щетки находятся не на нейтрали; неправильное соединение катушек обмотки возбуждения

1	2
Генератор на холостом ходу дает номинальное напряжение, но при нагрузке оно резко снижается	В генераторе смешанного возбуждения последовательная обмотка включена встречно и разматывает поток полюсов; обмотки добавочных полюсов включены неправильно
Двигатель при включении не вращается	Разрыв цепи тока якоря в результате переторкания предохранителей, обрыва цепи в ресетате или в двигателе
Двигатель под нагрузкой не запускается, хотя в якоре есть ток	Неправильное включение обмотки возбуждения, которое приводит к резкому ослаблению магнитного потока, витковое замыкание в обмотке возбуждения
Скорость двигателя при номинальном напряжении выше или ниже номинальной	При скорости выше номинальной магнитный поток ослаблен за счет включенных в цепь возбуждения сопротивлений или щетки смещены с нейтрали против направления вращения

5.6 Предремонтные испытания электрических машин

Электрические машины, которые поступают на электроремонтное предприятие (в цех), регистрируют в журнале и отправляют на склад. Очередность передачи со склада в ремонт зависит от даты поступления и типа машин (подбирают однотипные машины). Во время предремонтных испытаний выявляются дефектные узлы и части машины и определяется характер и объем ремонта. Некоторые машины могут быть отремонтированы без полной замены обмоток; в этом случае ограничиваются ликвидацией мелких дефектов Изоляции или выводных концов. Иногда в ремонт ошибочно поступают исправные машины. Выявление таких машин - одна из задач предремонтных испытаний.

Сопротивление изоляции обмоток относительно корпуса и между обмотками машины с номинальным напряжением до 500 В включительно измеряют мегаомметром на 500 В; машины с номинальным напряжением свыше 500 В - мегаомметром на 1000 В. Сопротивление измеряют по очереди для каждой электрически независимой цепи при соединении всех других цепей с корпусом машины. По окончании измерений цепи разряжают на заземленный

Корпус машины. Продолжительность разрядки обмоток на номинальное напряжение 3000 В и выше следующая: обмотки машины мощностью до 1000 кВт (кВ -А) - не менее 15 с; обмотки машин большой мощности - не менее 1 мин.

Сопротивление изоляции обмоток относительно корпуса и между обмотками (МОм) должно быть не менее 0,5 Мом.

Испытания электрической прочности изоляции обмоток и коллектора относительно корпуса машины и между обмотками производят с помощью трансформатора путем приложения напряжения требуемой величины (частотой 50 Гц) в течение 1 мин. Нормативы испытательного напряжения приведены в табл. 2.4.

Испытания изоляции относительно корпуса проводят по очереди для каждой электрически независимой цепи. Один вывод источника испытательного напряжения соединяют с выводом испытываемой обмотки, второй надежно заземляют и подключают к заземляе-

тому корпусу машины, с которым на время испытания данной обмотки электрически соединяют все другие обмотки, которые не участвуют в испытании. Соединенные фазы многофазных обмоток считают за одну цепь, если начало и конец каждой фазы не обеспечены отдельными выводами, и всю многофазную обмотку испытывают относительно корпуса машины целиком. Если имеются выводы от начала и конца каждой фазы, испытания проводят по очереди для каждой фазы при соединении других фаз с корпусом машины. Результаты испытания изоляции обмотки относительно корпуса и между обмотками считаются удовлетворительными, если во время испытания не происходит пробоя изоляции или перекрытия ее скользящими разрядами.

Таблица 2.4. Нормативы испытательного напряжения

Деталь	Испытательное напряжение, В, при номинальном напряжении, В		
	до 230	440	550
Изготовленная или переизолированная катушка после укладки в пазы и заклиновки, до соединения схемы	2000	2300	2600
То же после соединения, пайки и изолирования схемы	1700	2000	2200
Старая катушка, не демонтированная из пазов	1500	1900	2100
Все обмотки после соединения схемы при частичном демонтаже обмоток	1500	2000	2200

При испытаниях межвитковой изоляции обмотки она должна в течение 5 мин выдерживать повышенное напряжение. Испытания проводят на холостом ходу электрической машины путем повышения подводимого (для электродвигателей) или генерируемого (для генераторов) напряжения на 30% сверх номинального. Для вращающейся машины допускается одновременно повышение частоты вращения до 15%.

Для машин постоянного тока с числом полюсов более четырех испытательное напряжение должно быть таким, чтобы среднее напряжение между смежными коллекторными пластинами составляло не более 24 В. Синхронные машины, в которых при номинальном токе возбуждения напряжение холостого хода превышает номинальное напряжение более чем на 30%, испытывают при напряжении холостого хода, соответствующем номинальному току возбуждения.

При испытании трехфазных асинхронных двигателей с фазным ротором напряжение повышают при неподвижном роторе и разомкнутой обмотке; при испытании двигателей с короткозамкнутым ротором - на холостом ходу.

Машины с многовитковыми катушками (секциями), обмотки которых имеют номинальное напряжение до 600 В включительно, допускается испытывать с использованием напряжения повышенной частоты.

При испытаниях на холостом ходу, кроме определения величины тока и испытания межвитковой изоляции, проверяют состояние механической части машины, степень нагревания подшипников, возможность проворачивания от руки машин малой мощности без зацепления, стука и посторонних шумов. Хотя ток холостого хода является ненормированной величиной, его увеличение сверх заводского значения (табл. 2.5) свидетельствует о наличии дефектов — аксиальном смещении ротора (якоря) по отношению к статору,

увеличении воздушного зазора между ротором и статором, использовании при предыдущих ремонтах меньшего числа витков в обмотках и листов стали в сердечниках при перешихтовке и др.

Таблица 2.5. Относительные значения тока холостого хода для асинхронных трехфазных двигателей

Мощность двигателя, кВт	Ток холостого хода, % к $I_{\text{ном}}$, при частоте вращения, об/мин					
	3000	1500	1000	750	600	500
0,1–0,5	60	75	85	90	95	–
0,6–1,0	50	70	75	80	85	90
1,1–5,0	45	65	70	75	80	85
5,1–10,0	40	60	65	70	75	80
10,1–25,0	30	55	60	65	70	75
25,1–50,0	20	50	55	60	65	70
50,1–100	–	40	45	50	55	60

Неравномерность тока холостого хода по отдельным фазам электродвигателя не должна превышать 4,5% его среднего значения.

Температура подшипников качения не должна превышать 100 °С, подшипников скольжения - 80 °С (температура масла при этом не больше 65 °С). Воздушный зазор между статором и ротором, а также между полюсами и якорем (ротором) машин постоянного тока и синхронных оказывает существенное влияние на их эксплуатационные параметры (особенно асинхронных двигателей), где увеличение воздушного зазора приводит к увеличению тока холостого хода, уменьшению коэффициента мощности и КПД. Увеличение воздушного зазора на 1% вызывает возрастание тока холостого хода на 0,6% и снижение коэффициента мощности на 0,3%. Поэтому, если воздушный зазор ремонтируемого электродвигателя больше заводского, то перед ремонтом двигателя его обмоточные данные пересчитывают. Мощность такого электродвигателя после пересчета практически невозможно довести до паспортной, но она все же будет больше, чем при перемотке по старым обмоточным данным.

При резком увеличении воздушного зазора (табл. 2.6) в мощных электродвигателях с короткозамкнутым ротором предварительно осуществляют механический ремонт ротора, при котором на поверхность наносят слой стали и обтачивают ротор до требуемого размера.

Таблица 2.6. Допустимые значения воздушного зазора электродвигателей

Частота вращения, об/мин	Зазор, мм, при мощности двигателя, кВт									
	до 0,2	0,2–1,0	1–2,5	2,5–5,0	5,0–10,0	10–20	20–50	50–100	100–200	200–300
500–1500	0,2	0,25	0,3	0,35	0,4	0,4	0,5	0,65	0,8	1,0
3000	0,25	0,3	0,35	0,4	0,5	0,65	0,8	1,0	1,25	1,5

Воздушный зазор измеряют с двух противоположных торцов электродвигателя калибровочным щупом, который вводится через специальные или наблюдательные люки в торцевых щитах. С каждой стороны измерения производят в четырех точках, смещенных

одна относительно другой на 90° . Зазор определяют как среднее арифметическое всех замеров. В асинхронных двигателях нормируется также неравномерность зазора, которая определяется как отношение значения зазора в данной точке к его среднему значению. Отклонение не должно превышать 10%.

Некоторые электродвигатели не имеют люков в щитах. В этом случае зазор измеряют после их разборки. Ротор укладывают непосредственно на статор и замеряют зазор напротив самой верхней части расточки статора. Затем ротор поворачивают на 90° и измеряют зазор напротив той же точки статора.

5.7 Испытания электрических машин

В программу контрольных испытаний асинхронных двигателей входят:

- внешний осмотр двигателя и замеры воздушных зазоров между сердечниками;
- измерение сопротивления изоляции обмоток относительно корпуса и между фазами обмоток;
- измерение омического сопротивления обмотки в холодном состоянии;
- определение коэффициента трансформации (в машинах с фазным ротором);
- испытание машины на холостом ходу;
- измерение токов холостого хода по фазам;
- измерение пусковых токов в короткозамкнутых двигателях и определение кратности пускового тока;
- испытание электрической прочности витковой изоляции;
- испытание электрической прочности изоляции относительно корпуса и между фазами;
- проведение опыта короткого замыкания;
- испытание на нагрев при работе двигателя под нагрузкой.

В программу контрольных испытаний синхронных машин входят те же испытания за исключением п. 4, 7 и 10.

Контрольные испытания машин постоянного тока включают следующие операции:

- внешний осмотр и измерение воздушных зазоров между сердечником якоря и полюсами;
- измерение сопротивления изоляции обмоток относительно корпуса;
- измерение омического сопротивления обмоток в холодном состоянии;
- проверку правильности установки щеток на нейтральных;
- проверку правильности соединения обмоток добавочных полюсов с якорем;
- проверку согласованности полярностей катушек последовательного и параллельного возбуждений;
- проверку чередования полярностей главных и добавочных полюсов;
- испытание машины на холостом ходу;
- испытание электрической прочности витковой изоляции;
- испытание электрической прочности изоляции относительно корпуса;
- испытание на нагрев при работе машины под нагрузкой.

У всех машин после ремонта проверяют нагрев подшипников и отсутствие в них посторонних шумов. У машин мощностью выше 50 кВт при частоте вращения более 1000 об/мин и у всех машин, имеющих частоту вращения свыше 2000 об/мин, измеряют величину вибрации.

Контрольные вопросы

1. Как классифицируются электрические машины?
2. Назовите способы охлаждения электрических машин.
3. Как обозначается тип асинхронного двигателя?
4. Чем различаются асинхронные двигатели с фазным ротором и короткозамкнутым ротором?
5. Как устроен синхронный двигатель?
6. Где располагается пусковая обмотка синхронного двигателя?
7. Как выполняется коллектор машины постоянного тока? Для чего он предназначен?
8. Перечислите типовые работы при ремонте электрических машин?
9. В каком порядке разбирают асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором?
10. Как разделяются изоляционные материалы по классам нагревостойкости?
11. Какова технология сборки асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором?
12. В какой последовательности собирают машину постоянного тока?

Используемые источники.

1. Ремонт и обслуживание электрооборудования: учеб, пособие / С. Н. Павлович, Б. И. Фираго. - 4-е изд. - Минск : Выш. шк., 2014. - 245 с.; ил.
2. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок: учебное пособие для проф. учеб. заведений / Ю.Д.Сибикин, Сибикин М.Ю. – М.: Высш.шк., 2016.
3. З. Н.А. Акимова, Н.Ф. Котеленец, Н.И. Сентюрихин. Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования: учебное пособие для студ. сред. проф. образования / Н.А. Акимова, Н.Ф. Котеленец, Н.И. Сентюрихин – М.: Издательский центр «Академия», 2014.