

**Краевое государственное бюджетное профессиональное  
образовательное учреждение  
«Комсомольский-на-Амуре судомеханический техникум  
имени Героя Советского Союза В.В Орехова»**

УТВЕРЖДАЮ  
Зам. директора по УР  
\_\_\_\_\_/ Н.Н. Абраменко  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017г.

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ  
ДЛЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ  
ПРАКТИЧЕСКИХ РАБОТ**

**по МДК 03.01. Организация технического обслуживания электрооборудования  
промышленных организаций**

**для профессии СПО 19861 Электромонтер по ремонту и обслуживанию  
электрооборудования**

Преподаватель Е.А. Смишко

Рассмотрены и одобрены на заседании цикловой комиссии профессионального цикла  
электротехнических профессий

Протокол № \_\_\_\_ « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 год

Председатель комиссии \_\_\_\_\_ М.А. Гомозкова

г. Комсомольск-на-Амуре  
2017 г.

## Оглавление

|  |            |
|--|------------|
| Введение.....  | 3          |
| Организация и порядок проведения лабораторных работ .....  | 4          |
| <b>Тема 1 Организация технического обслуживания электрооборудования .....</b>  | <b>6</b>   |
| <i>Практическая работа № 1 Тема: Заполнение образцов рабочей документации при выполнении работ по техническому обслуживанию электрооборудования .....</i>    | <i>6</i>   |
| Практическая работа № 2 Тема: Чтение графиков технического обслуживания электрооборудования. ....  | 11         |
| Практическая работа № 3 Тема: Определение и оформление категорий ремонтной сложности и нормативов ремонтов.....  | 17         |
| <b>Тема 2 Техническое обслуживание осветительных электроустановок, кабельных, воздушных линий электропередач.....</b>  | <b>21</b>  |
| Практическая работа № 4 Тема: Составление технологических карт по техническому обслуживанию осветительных электроустановок.....                              | 21         |
| Практическая работа № 5 Тема: Составление технологических карт по техническому обслуживанию воздушных линий.....   | 25         |
| Практическая работа № 6 Тема: Составление технологических карт по техническому обслуживанию кабельных линий. ....  | 34         |
| <i>Практическая работа № 7 Тема: Проведение межремонтного технического обслуживания осветительных электроустановок согласно технологическим картам .....</i> | <i>40</i>  |
| <b>Тема 3. Техническое обслуживание пускорегулирующей аппаратуры и распределительных устройств.....</b>  | <b>41</b>  |
| Практическая работа № 8 Тема: Составление технологических карт по техническому обслуживанию пускорегулирующей аппаратуры. ....                               | 41         |
| Практическая работа № 9 Тема: Составление технологических карт по техническому обслуживанию распределительных устройств. ....                                | 46         |
| Практическая работа № 10 Тема: Проведение контрольных осмотров распределительных устройств.....  | 50         |
| Практическая работа № 11 Тема: Заполнение рабочей документации по техническому обслуживанию распределительных устройств.....                                 | 55         |
| <b>Тема 4. Техническое обслуживание трансформаторов и трансформаторных подстанций .....</b>  | <b>68</b>  |
| Практическая работа № 12 Тема: Проверка высоковольтных изоляторов. ....  | 68         |
| Практическая работа № 13 Тема: Составление технологических карт по техническому обслуживанию трансформаторов. ....   | 73         |
| Практическая работа 14 Тема «Диагностика оборудования силовых масляных трансформаторов».....   | 79         |
| Практическая работа 15 Тема «Диагностика и испытание трансформаторного масла».....   | 101        |
| Практическая работа 16 Тема «Диагностика и испытания трансформаторов находящихся в эксплуатации» .....   | 105        |
| <b>Тема 5. Техническое обслуживание электрических машин .....</b>  | <b>113</b> |

|  |     |
|--|-----|
| Практическая работа № 17 Тема: Проверка целостности заземления электродвигателя. ....                                  | 113 |
| Практическая работа № 18 Тема: Измерение сопротивления изоляции обмоток статора. ....                                  | 117 |
| Практическая работа № 19 Тема: Измерение сопротивления изоляции обмоток якоря. ....                                    | 119 |
| Практическая работа № 20 Тема: Составление технологических карт по техническому обслуживанию электрических машин. .... | 126 |

## Введение

Содержанием данного документа являются методические указания и индивидуальные задания для выполнения практических и лабораторных работ по профессиональному модулю ПМ.03.

### Устранение и предупреждение аварий и электрооборудования по МДК 03. 01. Организация технического обслуживания электрооборудования промышленных организаций.

Данные методические указания предназначены для использования на практических занятиях и лабораторных работах для самостоятельной работы обучающихся. При работе с ним обучающиеся имеют возможность сформировать общие и профессиональные компетенции, закрепить знания и умения, полученные на учебных занятиях по ПМ.03, МДК 03.01. Приведенные вопросы для самоконтроля помогут обучающимся проверить степень усвоения изученного теоретического материала.

Освоение дисциплины предполагает практическое осмысление изученного теоретического учебного материала на практических занятиях и лабораторных работах, в процессе выполнения которых обучающиеся должны сформировать общие и профессиональные компетенции, предусмотренные стандартами, закрепить и углубить теоретические знания, приобрести необходимые умения. Приведенные вопросы для самоконтроля помогут обучающимся проверить степень усвоения изученного теоретического материала.

В результате выполнения практических работ обучающиеся должны:

- освоить общие и профессиональные компетенции:

|         |  |
|---------|--|
| ПК 3.1. | Проводить плановые и внеочередные осмотры электрооборудования  |
| ПК 3.2. | Производить техническое обслуживание электрооборудования согласно технологическим картам   |
| ПК 3.3. | Выполнять замену электрооборудования, не подлежащего ремонту, в случае обнаружения его неисправностей  |
| ОК 2.   | Организовывать собственную деятельность, исходя из цели и способов ее достижения, определенных руководителем.  |
| ОК 3.   | Анализировать рабочую ситуацию, осуществлять текущий и итоговый контроль, оценку и коррекцию собственной деятельности, нести ответственность за результаты своей работы. |
| ОК 4.   | Осуществлять поиск информации, необходимой для эффективного выполнения профессиональных задач.   |
| ОК 5.   | Использовать информационно-коммуникационные технологии в профессиональной деятельности.  |
| ОК 6.   | Работать в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, клиентами.  |

**Уметь:**

- разбираться в графиках ТО и ремонта электрооборудования и проводить плановый предупредительный ремонт (ППР) в соответствии с графиком;
- производить межремонтное техническое обслуживание электрооборудования;
- оформлять ремонтные нормативы, категории ремонтной сложности и определять их;
- устранять неполадки электрооборудования во время межремонтного цикла;
- производить межремонтное обслуживание электродвигателей.

**Иметь практический опыт:**

-выполнения работ по техническому обслуживанию (ТО) электрооборудования промышленных организаций: осветительных электроустановок, кабельных линий, воздушных линий, пускорегулирующей аппаратуры, трансформаторов и трансформаторных подстанций, электрических машин, распределительных устройств;

**Знать:**

- задачи службы технического обслуживания;
- виды и причины износа электрооборудования;
- организацию технической эксплуатации электроустановок;
- обязанности электромонтера по техническому обслуживанию электрооборудования и обязанности дежурного электромонтера;
- порядок оформления и выдачи нарядов на работу.

Проведение практических занятий и лабораторных работ следует четко спланировать и подготовить. Обучающие должны повторить соответствующий учебный материал.

Практические занятия и лабораторные работы рекомендуется проводить в следующей последовательности:

- вводная беседа и проверка готовности обучающихся к занятиям;
- выдача задания;
- самостоятельная работа студентов;
- подведение итогов занятия.

**Критерии оценки результатов выполнения работ:**

**Оценка «отлично»** - работа выполнена в полном объеме, отчет оформлен на формате А4 в соответствии с требованиями стандартов, аккуратно и сдан своевременно.

**Оценка «хорошо»** - работа выполнена в полном объеме, отчет оформлен на формате А4 с незначительными отклонениями от требований стандартов и сдан несвоевременно.

**Оценка «удовлетворительно»** - работа выполнена не в полном объеме, отчет оформлен на формате А4 с отклонениями от требований стандартов и сдан несвоевременно.

**Оценка «неудовлетворительно»** - работа выполнена очень слабо, отчет оформлен на формате А4 со значительными отклонениями от требований стандартов и сдан несвоевременно.

Продолжительность всех практических и лабораторных работ составляет два академических часа.

В данных методических указаниях, составленных в соответствии с рабочей программой по профессиональному модулю ПМ.03.01 «Организация технического обслуживания электрооборудования промышленных организаций.»

**Организация и порядок проведения лабораторных работ**

### **Лабораторные работы по МДК 03. 01. Организация технического обслуживания электрооборудования промышленных организаций.**

знакомят студентов с основными правилами и методами обслуживания трансформаторов, электрических машин, электромашинных элементов электропривода, типовых схем автоматического электропривода и позволяют экспериментально проверить основные положения теории, приобрести навыки по чтению электрических схем, содержащих электрические машины, трансформаторы, пускорегулирующую аппаратуру, измерительные устройства. Непосредственное участие в экспериментах вырабатывает у студентов практические навыки по методике проведения опытов и обработке их результатов. По полученным данным лабораторного исследования студенты должны научиться оценивать свойства электрических машин и систем электропривода.

Прежде чем приступить к выполнению лабораторной работы, необходимо: тщательно изучить содержание работы и порядок ее выполнения; повторить теоретический материал; подготовить таблицы для занесения результатов наблюдений и вычислений. Студент должен иметь отдельную рабочую тетрадь для записей, необходимых для составления отчета о проделанной работе. Чтобы избежать возможных ошибок при чтении принципиальных схем и ознакомлении с лабораторными стендами, нужно знать условные обозначения и буквенные коды электротехнических элементов и устройств, соответствующих действующему стандарту.

Лабораторные работы выполняются бригадами, обычно из 3 — 5 человек. При завершении работы студенты составляют отчет. Лабораторная работа засчитывается, если отчет соответствует предъявляемым требованиям и если студент ответил на вопросы преподавателя. При этом студент должен знать устройство и принцип работы объекта исследования, назначение всех элементов схемы и понимать физические процессы, объясняющие полученные результаты, а также уметь объяснить порядок действий при выполнении любого эксперимента в лабораторной работе.

Лабораторные и практические работы рассчитаны на 1 академический час.

#### **Техника безопасности при работах в лабораториях электрических машин и электрического привода**

1) студент, находясь в лаборатории, должен быть предельно дисциплинированным и внимательным; беспрекословно выполнять все указания преподавателей и лаборантов; находиться непосредственно у исследуемой лабораторной установки;

2) запрещается подходить к другим установкам, распределительным щитам и пультам и делать на них какие-либо включения или переключения; включать лабораторную установку в сеть, если кто-нибудь касается ее незащищенной токоведущей части; производить в ней какие-либо присоединения, если установка находится под напряжением; во время работы электрической машины касаться вращающихся частей или наклоняться к ним близко; оставлять без наблюдения лабораторную установку или отдельные ее приборы под напряжением;

3) при перемещении движков и рукояток пускорегулирующей аппаратуры необходимо следить за тем, чтобы рука была в соприкосновении только с изолированной рукояткой;

4) одежда не должна иметь свободно свисающих концов шарфов, косынок, галстуков и т.п., а прическа или головной убор должны исключать возможность «свисания» прядей волос;

5) если схема содержит конденсаторы, то после ее отключения необходимо разрядить конденсаторы, замкнув накоротко их выводы;

б) при работе с лабораторной установкой, находящейся под напряжением, студенты должны стоять на изоляционных резиновых ковриках;

7) о всех замеченных случаях неисправностей в работе установки и нарушении правил техники безопасности студент должен немедленно доложить преподавателю;

8) если произошел несчастный случай, лабораторную установку следует немедленно отключить, оказать пострадавшему первую медицинскую помощь, одновременно сообщив об этом преподавателю.

## **Тема 1 Организация технического обслуживания электрооборудования**

### ***Практическая работа № 1 Тема: Заполнение образцов рабочей документации при выполнении работ по техническому обслуживанию электрооборудования***

***Цель:*** Изучить рабочую документацию при выполнении работ по техническому обслуживанию электрооборудования и научить правильности ее заполнения.

***Основные теоретические*** положения.

Одним из элементов, характеризующих организацию электрохозяйства промышленного предприятия, является система технического обслуживания и ремонта электрооборудования. ТО и Р представляет собой совокупность взаимосвязанных средств, документации технического обслуживания и ремонта и исполнителей, необходимых для поддержания и восстановления качества электрооборудования, охваченного этой системой.

В эту систему входят:

1. техническое обслуживание;
2. текущие, средние и капитальные ремонты;
3. модернизация.

Система То и Р предусматривает:

- классификацию электрооборудования;
- определение видов ремонтных работ и технического обслуживания и их содержание;
- установление структуры ремонтного цикла и длительности межремонтных периодов для каждого электрооборудования;
- регламентированное выполнение работ по техническому обслуживанию с применением средств технической диагностики;
- организационную структуру электроремонтной службы;
- организацию ремонтной базы, оснащение ее необходимым электрооборудованием, оснасткой и укомплектовкой квалифицированными кадрами;
- обеспечение материалами, запасными частями к электрооборудованию и организацию их хранения;
- контроль за выполнением всех правил и норм по техническому обслуживанию и ремонту, строгий учет и отчетность

***Техническое обслуживание*** – комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности электрооборудования при использовании по назначению.

В свою очередь техническое обслуживание включает:

текущее межремонтное обслуживание, которое заключается в повседневном наблюдении за состоянием оборудования и соблюдении правил его эксплуатации, своевременном регулировании механизмов и устранении возникающих мелких неисправностей. Эти работы

выполняются основными рабочими и ремонтным персоналом (слесарями, смазчиками, электриками) без простоя оборудования.

периодические профилактические ремонтные операции. Регламентированы, выполняются ремонтным персоналом по заранее разработанному графику без простоя оборудования. К числу таких операций относятся осмотры, проводимые для выявления дефектов, промывка и смена масла, проверка точности и т.д.

Техническое обслуживание и ремонт могут проводиться и по результатам технического диагностирования при функционировании у Потребителя системы технического диагностирования - совокупности объекта диагностирования, процесса диагностирования и исполнителей, подготовленных к диагностированию и осуществляющих его по правилам, установленным соответствующей документацией.

К такой документации относятся: отраслевой стандарт (далее - ОСТ), ведомственный руководящий документ (далее - ВРД), регламент, стандарт предприятия (далее - СТП) и другие документы, принятые в данной отрасли или у данного Потребителя.

В данном документе, составленном в соответствии с действующими правилами органов государственного надзора и государственными стандартами, описывается весь порядок проведения технического диагностирования и поставки технического диагноза. Документ составляется отдельно по видам электроустановок. Для электрооборудования рекомендуемый примерный порядок технического диагностирования электроустановок Потребителей представлен в Приложении 2.

**(рекомендуемое)**

\_\_\_\_\_  
(наименование АО МН, РНУ)

\_\_\_\_\_  
(наименование НПС)

### **ЛИСТОК ОСМОТРА (ПРОВЕРКИ)**

\_\_\_\_\_  
(наименование электроустановки)

Вид осмотра (проверки)

\_\_\_\_\_  
Дата осмотра (проверки)

| Номер опоры, пролета,<br>наименование ТП, на которых<br>обнаружены дефекты | Наименование Мероприятия,<br>выявленного срока устранения<br>дефекта | дефекта |
|--|--|---------|
|--|--|---------|

Осмотр (проверку) произвел: Листок осмотра (проверки) принял:

Должность \_\_\_\_\_ Должность \_\_\_\_\_

Подпись \_\_\_\_\_ Подпись \_\_\_\_\_

Дата \_\_\_\_\_ Дата \_\_\_\_\_

Периодичность технического обслуживания и ремонтов электрооборудования. Система ППРЭ устанавливает периодичность технического обслуживания и ремонтов основного электрооборудования в зависимости от характера среды, в которой оно работает. Например, для асинхронных электродвигателей при двухсменной работе периодичность технического обслуживания для пяти охарактеризованных выше категорий сред составляет

соответственно 45, 30, 15, 15 и 10 дней, периодичность текущих ремонтов — 12, 6, 6, 6 и 6 месяцев и капитальных ремонтов — 6, 5, 5, 5 и 4 года. При этом одновременно с техническим обслуживанием и текущим ремонтом электродвигателей проводят техническое обслуживание и ремонт их аппаратуры управления и защиты. Периодичность технического обслуживания, текущих и капитальных ремонтов генераторов передвижных электростанций, работающих в помещениях, составляет соответственно 15 дней, 12 месяцев и 5 лет, а работающих на открытом воздухе или под навесом — 7 дней, 6 месяцев и 4 года. Периодичность ремонтных работ сварочных трансформаторов составляет 15 дней, 12 месяцев и 3 года при их работе в помещениях и 7 дней, 6 месяцев и 2 года при работе на открытом воздухе.

Генераторы зарядных станций (многоамперные низковольтные постоянного тока), работающие в помещении, имеют периодичность ремонтных работ 15 дней, 4 месяца и 3 года. Техническое обслуживание электропроводок в чистых помещениях с нормальной средой проводят один раз в 6 месяцев, а в сырых, пыльных и пожароопасных помещениях — один раз в 3 месяца. Один раз в 3 месяца проводят техническое обслуживание надземной части заземляющих устройств.

При односменной работе электрооборудования система ППРЭСх рекомендует приведенные данные по периодичности технического обслуживания и ремонтов умножать на коэффициент 1,4, а при трех сменах — на 0,6. Рекомендуется очищать и продувать электрооборудование, работающее в тяжелых условиях, без его разборки через 10...20 рабочих смен, а работу с подшипниками совмещать с техническим обслуживанием или плановыми ремонтами.

При эксплуатации нового электрооборудования сельскохозяйственного назначения рекомендуется руководствоваться инструкциями заводов-изготовителей.

С учетом изложенного в каждом хозяйстве составляют графики проведения технического обслуживания и текущих ремонтов электрооборудования и электроустановок. Графики капитальных ремонтов электрооборудования, как правило, не составляют.

- Для укрупненных расчетов, связанных с планированием и учетом работ по техническому обслуживанию и ремонту электрооборудования системой ППРЭСх, введено понятие «Условная единица ремонта».

Под условной единицей понимается трудоемкость технического обслуживания и ремонта электродвигателя закрытого исполнения с короткозамкнутым ротором условной мощностью 5 кВт, напряжением 380/220 В, частотой вращения 1500 об/мин.

При нормальной доступности элементов электрооборудования и средней обеспеченности техническими средствами трудоемкость (чел.-ч) одной единицы ремонта по видам ремонтных работ такова:

- техническое обслуживание 0,5
- смазка 0,25
- текущий ремонт 4,8
- капитальный ремонт 12,5

В зависимости от условий ремонта можно изменять нормативы трудоемкости до  $\pm 15\%$  без изменения общих годовых затрат на соответствующий вид ремонтных работ.

В системе ППРЭСх приведены нормативы затрат труда на проведение различных видов ремонтных работ электрооборудования разного типа в зависимости от его мощности и других параметров. Однако в системе ППРЭСх отсутствует зависимость трудоемкости технического обслуживания электрооборудования от условий среды, в которой оно эксплуатируется (температура, влажность, загазованность и т. п.), а также места расположения электрооборудования (на полу, стене, потолке и т. п.), то есть степени его доступности. Поэтому сельские инженеры-энергетики должны уточнять нормативы трудоемкости работ по, техническому обслуживанию в зависимости от местных конкретных условий.

Для правильной организации работ в хозяйстве составляют графики технического обслуживания и текущих ремонтов. Особого внимания требует составление первых графиков, так как необходимо предусмотреть занятость всего рабочего дня электромонтеров, максимально избежать переходов электромонтеров между объектами, предусмотреть обеспечение их необходимым инструментом, материалами, приборами. Как показал опыт передовых хозяйств, оправдывают себя специализированные звенья по техническому обслуживанию, обеспеченные автотранспортом.

Годовой график текущего ремонта электрооборудования составляют по следующей форме.

| Электрооборудование | Место установки | Месяц  |   |     |    |         |   |     |    |      |   |     |    |
|---------------------|-----------------|--------|---|-----|----|---------|---|-----|----|------|---|-----|----|
|                     |                 | январь |   |     |    | февраль |   |     |    | март |   |     |    |
|                     |                 | 1      | 2 | ... | 31 | 1       | 2 | ... | 29 | 1    | 2 | ... | 31 |
|                     |                 |        |   |     |    |         |   |     |    |      |   |     |    |

Графики технического обслуживания электрооборудования составляют обычно на месяц или квартал. Квартальный график технического обслуживания электрооборудования составляют по следующей форме.

| электрооборудование и место установки | Месяцы |    |     |    |   |    |     |      |    |   |    |     |
|---------------------------------------|--------|----|-----|----|---|----|-----|------|----|---|----|-----|
|                                       | I      | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII |
|                                       |        |    |     |    |   |    |     |      |    |   |    |     |

Категории сложности технического обслуживания действующих электроустановок

Категория 1

- Наружный визуальный осмотр без разборки
- проверка соответствия условиям эксплуатации и нагрузки
- удаление пыли и протирка оборудования
- проверка прочности крепления и затяжка крепежных деталей
- контроль отсутствия перегрева
- Устранение видимых повреждений без разборки
- принятие необходимых мер, вплоть до отключения при аварийных ситуациях

Категория 2

- Все работы по 1 категории
- Визуальный осмотр с частичной разборкой оборудования
- Частичная разборка оборудования
- Частичная замена креплений
- Очистка контактных деталей
- замена расходных материалов (стартеры, лампы и т.д.)
- окраска
- проверка исправности заземления
- контрольные замеры параметров сети
- выявление дефектных деталей и узлов, их ремонт или замена

Категория 3

- Все работы по 2 категории
- Снятие и полная разборка деталей
- Промывка контактных деталей
- Замена поврежденных участков сети

Защита от механических повреждений  
отбраковка и ремонт вышедших из строя деталей и узлов  
сборка, наладка и испытания оборудования

Категория 4

Все работы по 3 категории

Демонтаж и полная ревизия оборудования

Полный ремонт и монтаж электроустановок в рамках отведенного времени

**Некоторые работы входящие в нормы по техническому обслуживанию внутренних сетей электроснабжения категории 2:**

- осмотр изоляции электросетей, состояния паек, состояние экранирующих оболочек и защитных покрытий с принятием необходимых мер
- устранение провеса сетей и повреждений изоляции
- перепайка наконечников
- измерение сопротивления изоляции
- наружный и внутренний осмотр светильников с ликвидацией неисправностей и заменой перегоревших ламп
- проверка распределительных шкафов, затяжка деталей, выявление дефектных деталей и узлов с их ремонтом или заменой
- планово-предупредительный ремонт электроустановок

**Задание на работу:** Заполнить листок осмотра электрооборудования (по заданию преподавателя) и составить график технического обслуживания.

**Порядок выполнения работы:**

1. Изучить инструкцию к практической работе.
2. Заполнить листок осмотра электрооборудования.

\_\_\_\_\_

(наименование АО МН, РНУ)

\_\_\_\_\_

(наименование НПС)

**ЛИСТОК ОСМОТРА (ПРОВЕРКИ)**

\_\_\_\_\_

(наименование электроустановки)

Вид осмотра (проверки)

\_\_\_\_\_

Дата осмотра (проверки)

\_\_\_\_\_

|  |  |
|--|--|
| Номер опоры, пролета,<br>наименование ТП, на которых<br>обнаружены дефекты | Наименование<br>выявленного<br>дефекта |
|--|--|

Осмотр (проверку) произвел: Листок осмотра (проверки) принял:

Должность \_\_\_\_\_ Должность \_\_\_\_\_

Подпись \_\_\_\_\_ Подпись \_\_\_\_\_

Дата \_\_\_\_\_ Дата \_\_\_\_\_

3. Составить график технического обслуживания

| электрооборудование и место установки | Месяцы |    |     |    |   |    |     |      |    |   |    |     |
|---------------------------------------|--------|----|-----|----|---|----|-----|------|----|---|----|-----|
|                                       | I      | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII |
|                                       |        |    |     |    |   |    |     |      |    |   |    |     |

**Содержание отчета:**

1. Тема.
2. Цель.
3. Материальное обеспечение.
4. Заполненный листок и график технического обслуживания
5. Ответы на вопросы

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Что такое техническое обслуживание электрооборудования?
2. Какие виды работ предусматривает система технического обслуживания электрооборудования?
3. Какие сроки предусматривает техническое обслуживание электрооборудования?
4. Какие документы заполняются при техническом обслуживании электрооборудования?

**Практическая работа № 2 Тема: Чтение графиков технического обслуживания электрооборудования.**

**Цель:** Ознакомиться с графиками технического обслуживания электрооборудования и правилами их составления.

**Материальное обеспечение:** Информационный и презентационный материал, рабочие тетради.

**Общие теоретические положения:**

Периодичность технического обслуживания и ремонтов электрооборудования. Трудоемкость работ

Система ППРЭ устанавливает периодичность технического обслуживания и ремонтов основного электрооборудования в зависимости от характера среды, в которой оно работает. Например, для асинхронных электродвигателей при двухсменной работе периодичность технического обслуживания для пяти охарактеризованных выше категорий сред составляет соответственно 45, 30, 15, 15 и 10 дней, периодичность текущих ремонтов — 12, 6, 6, 6 и 6 месяцев и капитальных ремонтов — 6, 5, 5, 5 и 4 года. При этом одновременно с техническим обслуживанием и текущим ремонтом электродвигателей проводят техническое обслуживание и ремонт их аппаратуры управления и защиты. Периодичность технического обслуживания, текущих и капитальных ремонтов генераторов передвижных электростанций, работающих в помещениях, составляет соответственно 15 дней, 12 месяцев и 5 лет, а работающих на открытом воздухе или под навесом — 7 дней, 6 месяцев и 4 года. Периодичность ремонтных работ сварочных трансформаторов составляет 15 дней, 12 месяцев и 3 года при их работе в помещениях и 7 дней, 6 месяцев и 2 года при работе на открытом воздухе.

Генераторы зарядных станций (многоамперные низковольтные постоянного тока), работающие в помещении, имеют периодичность ремонтных работ 15 дней, 4 месяца и 3 года. Техническое обслуживание электропроводок в чистых помещениях с нормальной средой проводят один раз в 6 месяцев, а в сырых, пыльных и пожароопасных помещениях —

один раз в 3 месяца. Один раз в 3 месяца проводят техническое обслуживание надземной части заземляющих устройств.

При односменной работе электрооборудования система ППРЭ рекомендует приведенные данные по периодичности технического обслуживания и ремонтов умножать на коэффициент 1,4, а при трех сменах — на 0,6. Рекомендуется очищать и продувать электрооборудование, работающее в тяжелых условиях, без его разборки через 10...20 рабочих смен, а работу с подшипниками совмещать с техническим обслуживанием или плановыми ремонтами.

При эксплуатации нового электрооборудования сельскохозяйственного назначения рекомендуется руководствоваться инструкциями заводов-изготовителей.

С учетом изложенного в каждом хозяйстве составляют графики проведения технического обслуживания и текущих ремонтов электрооборудования и электроустановок. Графики капитальных ремонтов электрооборудования, как правило, не составляют.

Для укрупненных расчетов, связанных с планированием и учетом работ по техническому обслуживанию и ремонту электрооборудования системой ППРЭ, введено понятие «Условная единица ремонта».

Под условной единицей понимается трудоемкость технического обслуживания и ремонта электродвигателя закрытого исполнения с короткозамкнутым ротором условной мощностью 5 кВт, напряжением 380/220 В, частотой вращения 1500 об/мин.

При нормальной доступности элементов электрооборудования и средней обеспеченности техническими средствами трудоемкость (чел.-ч) одной единицы ремонта по видам ремонтных работ :

техническое обслуживание      0,5

смазка      0,25

текущий ремонт      4,8

капитальный ремонт      12,5

В зависимости от условий ремонта можно изменять нормативы трудоемкости до  $\pm 15\%$  без изменения общих годовых затрат на соответствующий вид ремонтных работ.

### Составление графиков ППРЭ. Материально-техническое обеспечение работ

Для правильной организации работ в хозяйстве составляют графики технического обслуживания и текущих ремонтов. Особого внимания требует составление первых графиков, так как необходимо предусмотреть занятость всего рабочего дня электромонтеров, максимально избежать переходов электромонтеров между объектами, предусмотреть обеспечение их необходимым инструментом, материалами, приборами. Годовой график текущего ремонта электрооборудования составляют по следующей форме.

| Электрооборудование | Место установки | Месяц  |   |     |    |         |   |     |    |      |   |     |    |
|---------------------|-----------------|--------|---|-----|----|---------|---|-----|----|------|---|-----|----|
|                     |                 | январь |   |     |    | февраль |   |     |    | март |   |     |    |
|                     |                 | 1      | 2 | ... | 31 | 1       | 2 | ... | 29 | 1    | 2 | ... | 31 |
|                     |                 |        |   |     |    |         |   |     |    |      |   |     |    |

Графики технического обслуживания электрооборудования составляют обычно на месяц или квартал. Квартальный график технического обслуживания электрооборудования составляют по следующей форме.

|  |        |  |
|--|--------|--|
|  | Месяцы |  |
|--|--------|--|

|                                       |   |    |     |    |   |    |     |      |    |   |    |     |
|---------------------------------------|---|----|-----|----|---|----|-----|------|----|---|----|-----|
| электрооборудование и место установки | I | II | III | IV | V | VI | VII | VIII | IX | X | XI | XII |
|                                       |   |    |     |    |   |    |     |      |    |   |    |     |

На текущий ремонт электрооборудования (асинхронного двигателя, синхронного генератора, сварочного генератора и трансформатора, магнитного пускателя и автоматического выключателя, рубильника, пакетного выключателя и переключателя, ключа и кнопки управления, осветительного щитка с пакетными выключателями и распределительного шкафа с рубильниками и предохранителями) разработаны дифференцированные нормы на один ремонт, а на техническое обслуживание разработаны суммарные нормы расхода материалов на год эксплуатации.

Для воздушных и кабельных электрических линий, внутренней электропроводки, сети управления, контроля и сигнализации, заземляющего устройства, электрошкафа управления, светильника и облучателя, реле, КИП, нагревающего устройства парников и теплиц, электрических брудеров, электрокалориферов, электродных водогрейных котлов и водонагревателей-термосов разработаны суммарные нормы расхода материалов на техническое обслуживание и текущие ремонты на год эксплуатации.

Таблица 2.1

**Периодичность проведения технического обслуживания устройств РЗА электрических сетей 0,4—35 кВ**

| Место установки устройств РЗА         | Цикл ТО | Число часов и лет эксплуатации |           |            |            |            |            |            |            |            |            |             |             |              |              |              |
|---------------------------------------|---------|--------------------------------|-----------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|
|                                       |         | 0                              | 8640<br>1 | 17280<br>2 | 25920<br>3 | 34560<br>4 | 43200<br>5 | 51840<br>6 | 60480<br>7 | 69120<br>8 | 77760<br>9 | 86400<br>10 | 95040<br>11 | 103680<br>12 | 112320<br>13 | 120960<br>14 |
| В помещениях I категории (вариант 1)  | 12      | Н                              | К1        |            | –          | О          | –          | К          | –          | О          | –          | К           | –           | В            | –            | О            |
| В помещениях I категории (вариант 2)  | 6       | Н                              | К1        |            | –          | К          | –          | В          | –          | К          | –          | К           | –           | В            | –            | К            |
| В помещениях II категории (вариант 1) | 6       | Н                              | К1        |            | –          | К          | –          | В          | –          | К          | –          | К           | –           | В            | –            | К            |
| В помещениях II категории (вариант 2) | 3       | Н                              | К1        |            | В          | К          | В          | К          | В          | К          | В          | К           | В           | К            | В            | К            |

Примечания.

1. Н – проверка (наладка) при новом включении, К1 – первый профилактический контроль, К – профилактический контроль, В – профилактическое восстановление, О – опробование.

2. В таблице указаны обязательные опробования. Кроме того, опробования рекомендуется производить в годы, когда не проводятся другие виды обслуживания. Если при проведении опробования или профилактического контроля выявлен отказ устройства или его элементов, то производится устранение причины, вызвавшей отказ, и, при необходимости, в зависимости от характера отказа – профилактическое восстановление.

Таблица 2.2

**Периодичность проведения технического обслуживания устройств РЗА, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110–750 кВ**

| Устройство РЗА                                       | Цикл ТО, лет | Число часов и лет эксплуатации |           |            |            |            |            |            |            |            |            |             |             |              |              |              |              |              |
|--|--------------|--------------------------------|-----------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|-------------|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
|  |              | 0                              | 8640<br>1 | 17280<br>2 | 25920<br>3 | 34560<br>4 | 43200<br>5 | 51840<br>6 | 60480<br>7 | 69120<br>8 | 77760<br>9 | 86400<br>10 | 95040<br>11 | 103680<br>12 | 112320<br>13 | 120960<br>14 | 129600<br>15 | 138240<br>16 |
| Элементы подстанций 110 – 750 кВ                     |              |                                |           |            |            |            |            |            |            |            |            |             |             |              |              |              |              |              |
| на электромеханической элементной базе               | 8            | Н                              | К1        | -          | -          | К          | -          | -          | -          | В          | -          | -           | -           | К            | -            | -            | -            | В            |
| на микроэлектронной элементной базе                  | 6            | Н                              | К1        | -          | К          | -          | -          | В          | -          | -          | К          | -           | -           | В            | -            | -            | К            | -            |
| Элементы электростанций, установленных в помещениях: |              |                                |           |            |            |            |            |            |            |            |            |             |             |              |              |              |              |              |
| I категории (ГЩУ, БЩУ, релейные щиты)                | 8            | Н                              | К1        | -          | -          | К          | -          | -          | -          | В          | -          | -           | -           | К            | -            | -            | -            | В            |
| II категории (КРУ, 6 кВ, РУСН 0,4 кВ)                | 6            | Н                              | К1        | -          | К          | -          | -          | В          | -          | -          | К          | -           | -           | В            | -            | -            | К            | -            |
| III категории (повышенная вибрация)                  | 3            | Н                              | К1        | -          | В          | -          | -          | В          | -          | -          | В          | -           | -           | В            | -            | -            | В            | -            |
| Расцепители автоматов до 1000 В                      | 6            | Н                              | К1        | -          | -          | -          | -          | В          | -          | -          | -          | -           | -           | В            | -            | -            | -            | -            |

Примечания.

1. В объем профилактического контроля устройств РЗА входит в обязательном порядке восстановление реле серий РТ-80, РТ-90, РТ-40/Р, ИТ-80, ИТ-90, ЭВ-100, ЭВ-200, РПВ-58, РПВ-258, РТВ, РВМ, РП-8, РП-11, РП-18.

2. Замена электронных ламп в высокочастотных аппаратах линейных защит должна проводиться один раз в четыре года.

3. Обозначения – см. табл. 14.1.

Периодичность тестового контроля устройств РЗА электростанций и подстанций 110–750 кВ для устройств на микроэлектронной базе установлена не реже 1 раза в год.

Для устройств РЗА на микроэлектронной базе со встроенными средствами тестового контроля, как правило, должна предусматриваться тренировка перед первым включением в эксплуатацию. Тренировка заключается в подаче на устройство на 3–5 суток оперативного тока и (при возможности) рабочих токов и напряжений; устройство при этом должно быть включено на сигнал. По истечении срока тренировки следует произвести тестовый контроль устройства и при отсутствии каких-либо неисправностей перевести устройство на отключение. При невозможности проведения тренировки первый тестовый контроль должен быть проведен в срок до двух недель после ввода в эксплуатацию.

Периодичность опробований для устройств РЗА электростанций и подстанций 110–750 кВ определяется по местным условиям и утверждается решением главного инженера предприятия. Опробование устройств автоматического включения резерва (АВР) собственных нужд (СН) тепловых электростанций должно проводиться оперативным персоналом не реже 1 раза в 6 месяцев, а устройств АВР элементов питания СН – не реже 1 раза в год. Правильная работа устройств в период за 3 месяца до намеченного срока может быть засчитана за проведение внеочередного опробования.

Периодичность технических осмотров аппаратуры и вторичных цепей устанавливается в соответствии с местными условиями, но не реже 2 раз в год.

С целью совмещения проведения ТО устройств РЗА с ремонтом основного оборудования допускается перенос запланированного вида ТО на срок до одного года.

Ремонт РЗА проводится путем замены отдельных вышедших из строя элементов. Нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости не регламентируются.

Работы выполняются электромонтерами по ремонту аппаратуры РЗА, как правило, 5–6 разрядов

Объем и периодичность работ по техобслуживанию трансформаторов  
 Объем и периодичность работ по техническому обслуживанию трансформаторов и их составных частей приведены в таблице 2.3.

**Таблица 2.3**

| Наименование работ   | Операции контроля | Регламентные и ремонтные операции | Периодичность   |
|--|-------------------|-----------------------------------|---|
| 1  | 2                 | 3                                 | 4   |
| <b>1. Трансформатор</b>  |                   |                                   |   |
| 1.1. Внешний осмотр  | +                 | -                                 | Согласно п.8.1.2. настоящей инструкции  |
| 1.2. Контроль уровня масла   | +                 | -                                 | - / -   |
| 1.3. Контроль температуры масла  | +                 | -                                 | - / -   |
| 1.4. Отбор проб масла для испытания и анализа  | -                 | +                                 | Согласно таблицы 9.1. настоящей инструкции  |
| 1.5. Периодические испытания изоляции  | -                 | +                                 | Согласно типовых ГКД 34.20.302-2002   |
| 1.6. Профилактический текущий ремонт   | -                 | +                                 | Один раз в год согласно п.12.1. настоящей инструкции  |
| 1.7. Профилактический капитальный ремонт   | -                 | +                                 | Первый раз – в зависимости от состояния трансформатора, но не позднее чем через 12 лет, в дальнейшем – при необходимости, в зависимости от состояния трансформатора |
| <b>2. Система охлаждения</b>   |                   |                                   |   |
| 2.1. Внешний осмотр  | +                 | -                                 | При внешнем осмотре трансформатора  |
| 2.2. Текущий ремонт  | -                 | +                                 | Ежегодно  |
| 2.3. Замена подшипников в электродвигателях вентиляторов                               | -                 | +                                 | По истечении ресурса подшипников  |
| 2.4. Осмотр автоматических выключателей и контактных поверхностей магнитных пускателей | +                 | -                                 | Один раз в год, а также после каждого отключения тока повреждения   |
| 2.5. Проверка сопротивления изоляции электрических цепей                               | -                 | +                                 | Один раз в три года   |
| <b>3. Расширители, стрелочные маслоуказатели, воздухоосушители</b>                     |                   |                                   |   |
| 3.1. Очистка внутренней поверхности от загрязнений                                     | -                 | +                                 | Во время ремонта со сливом масла  |
| 3.2. Проверка технического состояния стрелочного маслоуказателя                        | -                 | +                                 | При текущем ремонте трансформатора  |

|   |   |   |  |
|---|---|---|--|
| 3.3. Контроль состояния силикагеля и уровня масла в масляном затворе воздухоосушительного фильтра | + | - | При внешнем осмотре трансформатора   |
| 3.4. Замена силикагеля в воздухоосушительном фильтре  | - | + | При изменении цвета отдельных зерен индикаторного силикагеля   |
| <b>4. Устройства РПН</b>  |   |   |  |
| 4.1. Внешний осмотр и проверка положения привода  | + | - | При внешнем осмотре трансформатора   |
| 4.2. Контроль количества выполненных переключений   | + | - | Один раз в месяц   |
| 4.3. Отбор проб масла для испытаний и анализа   | - | + | Согласно таблице 9.1. настоящей инструкции   |
| 4.4. Ревизия контактора   | - | + | При каждом срабатывании защитного реле или разрыве предохранительной мембраны  |
| 4.5. Замена масла в баке контактора   | - | + | Согласно инструкции по эксплуатации устройства РПН   |
| 4.6. Замена контактов контактора  | - | + | Согласно инструкции по эксплуатации устройства РПН   |
| 4.7. Периодические испытания  | - | + | - / -  |
| 4.8. Снятие окисной пленки с поверхности контактов  | - | + | Согласно п.9.3.7. настоящей инструкции   |
| 4.9. Проверка смазки шарниров и трущихся деталей передачи устройства РПН                          | - | + | Один раз в 6 месяцев   |
| 4.10. Профилактический текущий ремонт   | - | + | Ежегодно, а также после определенного количества переключений согласно инструкции по эксплуатации РПН  |
| 4.11. Смена смазки в редукторе привода устройства РПН   | - | + | Согласно инструкции по эксплуатации устройства РПН   |
| 1   | 2 | 3 | 4  |
| <b>5. Адсорбционные фильтры</b>   |   |   |  |
| Замена силикагеля   | - | + | Первая - через 1 год после включения, в последующем - по состоянию масла, в частности при увеличении tgd до значения, составляющее 0,7 допустимого |

**Задание к работе:** Ознакомиться с информационным и презентационным материалом, ответить на вопросы для самоконтроля.

**Порядок выполнения работы:**

1. Изучить инструкцию к практической работе.
2. Изучить информационный и презентационный материал.
4. Записать годовой график текущего ремонта и квартального ТО электрооборудования
3. Ответить на вопросы.

**Содержание отчета:**

1. Тема.
2. Цель.
3. Материальное обеспечение.
4. Ответы на вопросы.

**Вопросы для самоконтроля:**

1. На основании чего составляются графики технического обслуживания электрооборудования.
2. Какова периодичность ТО электродвигателей.
3. Какова периодичность ТО генераторов зарядных станций.
4. Какова периодичность ТО электропроводки.
5. что такое условная единица ремонта.

**Практическая работа № 3 Тема: Определение и оформление категорий ремонтной сложности и нормативов ремонтов.**

**Цель:** Изучить рабочую документацию категорий ремонтной сложности и научиться правильности ее заполнения.

**Общие теоретические положения:**

Под категорией ремонтной сложности понимается степень сложности ремонта агрегата (единицы оборудования), которая зависит от его технических и конструкторских особенностей — размеров обрабатываемых деталей, точности их изготовления, особенностей ремонта и др. Категория ремонтной сложности обозначается буквой Я и числом перед ней.

Категория ремонтной сложности оборудования определяется как по механической, так и по электрической части. Так, в настоящее время для металлообрабатывающих станков по ТСТОП в качестве агрегата-эталона принят токарно-винторезный станок модели 16К20. Для него установлена категория сложности 12 Я. Для любого другого станка этой группы категория сложности определяется путем сопоставления выбранного станка с эталоном.

Ремонтная единица — это условный показатель, характеризующий нормативные затраты на ремонт оборудования первой категории сложности — г е . За единицу ремонтной сложности механической части принята ремонтная сложность условного оборудования, трудоемкость капитального ремонта которого в условиях среднего по оснащенности РМЦ составляет 50 ч, а за единицу ремонтной сложности электрической части оборудования — 12,5 ч. Категория сложности ремонта оборудования определяется по количеству единиц сложности ремонта, присвоенных той или иной группе оборудования. Таким образом, ремонтная единица по числовому значению совпадает с категорией сложности и для станка

модели 16К20 равна 12, т. е.  $t_e = 12$  по механической части и  $t_e = 9$  — по электрической.

Нормы времени на одну ремонтную единицу устанавливаются по видам ремонтных работ (табл. 3.1.). Продолжительность простоя оборудования на ремонте также регламентируется нормативами простоя на одну ремонтную единицу (табл. 3.2.).

Приведенные нормативы на каждом предприятии подлежат корректировке с учетом характера работы оборудования, особенностей предприятия, оснащенности ремонтного хозяйства и пр. Они являются основой расчета общего годового объема ремонтных работ и межремонтных обслуживаний (причем сначала выполняются расчеты для каждой группы оборудования отдельно, а затем суммируются по группам; в итоге получается общая трудоемкость ремонтных работ и обслуживаний на планируемый год по предприятию).

Таблица 3.1. Нормы времени на одну ремонтную единицу.

| Вид работ                        | Промывка | Нормы времени на выполнение работы, ч |                    |                                   |         |         |             |
|----------------------------------|----------|---------------------------------------|--------------------|-----------------------------------|---------|---------|-------------|
|                                  |          | Проверка на точность                  | Технический осмотр | Осмотр перед капитальным ремонтом | Ремонт  |         |             |
|                                  |          |                                       |                    |                                   | Текущий | Средний | Капитальный |
| Слесарные                        | 0,35     | 0,40                                  | 0,75               | 1,00                              | 4,00    | 16,00   | 23,00       |
| Станочные                        | —        | —                                     | 0,10               | 0,10                              | 2,00    | 7,00    | 10,00       |
| Прочие (окраска, сварка и т. д.) | —        | —                                     | —                  | —                                 | 0,10    | 0,50    | 2,00        |
| Всего                            | 0,35     | 0,40                                  | 0,85               | 1,10                              | 6,10    | 23,50   | 35,00       |

Таблица 3.2. Нормы продолжительности простоя оборудования на ремонте на одну ремонтную единицу.

| Вид ремонтных операций                              | Количество смен |      |      |
|---|-----------------|------|------|
|   | одна            | две  | три  |
| Проверка на точность (как самостоятельная операция) | 0,10            | 0,05 | 0,04 |
| Текущий ремонт                                      | 0,25            | 0,14 | 0,10 |
| Средний ремонт                                      | 0,60            | 0,33 | 0,25 |
| Капитальный ремонт                                  | 1,00            | 0,54 | 0,41 |

Ремонтный цикл — это продолжительность работы оборудования от начала ввода его в эксплуатацию до первого капитального ремонта или между двумя капитальными ремонтами. Согласно ТСТОР для каждого вида оборудования определенного технологического назначения устанавливается исходная продолжительность ремонтного цикла, которая на предприятиях может корректироваться исходя из условий работы оборудования. Например, для металлорежущих станков продолжительность ремонтного цикла  $T_{ц} = 16800$  ч, для кузнечно-прессового оборудования  $T_{ц} = 10000$  ч, для деревообрабатывающего  $T_{ц} = 11200$  ч, для литейного  $T_{ц} = 6000$  ч. Для металлорежущего оборудования при расчете продолжительности ремонтного цикла учитываются факторы эксплуатации оборудования на предприятии. Эти факторы в виде коэффициентов определяют по справочным таблицам ТСТОР.

Под структурой ремонтного цикла понимается количество и последовательность выполнения работ по осмотру и ремонту в период между вводом оборудования в

эксплуатацию и первым капитальным ремонтом или между капитальными ремонтами.

Единая система ППР предусматривает определенную структуру ремонтных циклов по группам оборудования с учетом назначения, сложности и условий эксплуатации. Пример структуры ремонтного цикла показан на рис. 15 (при этом ремонтный цикл включает в себя капитальный ремонт, два средних, шесть малых и девять осмотров).

**К - О - М - О - М - О - С - О - М - О - М - О - С - О - М - О - М - О - К**

**Рис. 15. Структура ремонтного цикла оборудования между двумя капитальными ремонтами (для среднего станка массой до 10 т со сроком службы более 10 лет): К — капитальный ремонт; О — осмотр; М — малый ремонт; С — средний ремонт**

Продолжительность межремонтного периода ( $t_{\text{мр}}$ ) определяется так, ч:

$$t_{\text{мр}} = \frac{T_{\text{ц}}}{n_{\text{с}} + n_{\text{м}} + 1}; \quad t_{\text{мр}} = \frac{T_{\text{ц}}}{n_{\text{с}} + n_{\text{м}} + n_{\text{о}} + 1},$$

где  $n_{\text{с}}$ ,  $n_{\text{м}}$ ,  $n_{\text{о}}$  — количество соответственно средних, малых ремонтов и осмотров за один ремонтный цикл.

Ремонт оборудования планируется в определенной последовательности. В ОГМ предприятия при участии механиков всех цехов составляется годовой план-график ремонта всех единиц оборудования. Календарные сроки ремонта определяются на основании записей в журналах учета работы оборудования. В годовой план-график ремонтов включаются осмотры и все виды ремонтов. По каждой единице оборудования план-график ремонта разрабатывается на основе вида и продолжительности последнего ремонта, структуры ремонтного цикла, продолжительности межремонтного периода, групп ремонтной сложности и нормативов трудоемкости. Планы-графики согласуются с начальниками цехов и утверждаются главным инженером.

На основе утвержденных планов-графиков рассчитывается годовой объем ремонтных работ. Он, как правило, рассчитывается по видам ремонта в ремонтных единицах и по нормативной трудоемкости (табл. 3.3.).

Таблица 3.3. Объем ремонтных работ (условный пример)

| Вид ремонта | Количество единиц оборудования |           | Нормативы времени на ремонтную единицу, ч |                  |               |       | Объем ремонтных работ, тыс. ч |
|-------------|--------------------------------|-----------|---|------------------|---------------|-------|-------------------------------|
|             | физических                     | ремонтных | Слесарные работы                          | Станочные работы | Прочие работы | Всего |                               |
| Малый       | 100                            | 8000      | 4,0                                       | 2,0              | 0,1           | 6,1   | 48,8                          |
| Средний     | 300                            | 3000      | 16,0                                      | 7,0              | 0,5           | 23,5  | 70,5                          |
| Капитальный | 200                            | 1000      | 23,0                                      | 10,0             | 2,0           | 35,0  | 35,0                          |
| Всего       | —                              | —         | —   | —                | —             | —     | 154,3                         |

### Планирование работы РМЦ

Как отмечалось, основное назначение рмц — выполнение капитальных ремонтов и изготовление запасных деталей для ремонта оборудования. Кроме того, РМЦ производит монтаж перемещаемого и демонтаж старого оборудования, а также изготавливает нестандартное оборудование.

Структура РМЦ (наиболее типичная) включает в себя следующие технологические

участки: станочный (механический), слесарно-сборочный, жестяницкий, термический и кузнечный. В крупных РМЦ имеется участок восстановления деталей методом металлизации, наплавки и т. п.

Планирование работы РМЦ ведется методами, соответствующими планированию в механических цехах с единичным и мелкосерийным видами производства. На основании годового плана-графика ремонтов ОГМ устанавливает цеху квартальный план с разбивкой по месяцам в ремонтных единицах и нормо-часах по таким основным видам работ: ремонт оборудования; осмотр, проверка на точность; промывка; изготовление запасных деталей и нестандартного оборудования; прочие виды работ. Кроме того, предусматривается резерв до 7-10 % на внеплановые (аварийные) работы.

### **Категория сложности ремонта, ремонтная единица и нормативы**

Степень сложности ремонта оборудования, его ремонтные особенности оцениваются в категориях сложности ремонта.

Категория сложности ремонта обозначается буквой  $R$ , а ее значение, присвоенное данной машине (агрегату) - коэффициентом перед этой буквой. Например, 1 означает агрегат первой сложности ремонта, 10 - десятой сложности ремонта.

Ремонтные особенности оборудования в целом по предприятию могут быть оценены по средней категории сложности ремонта. Таким образом, показатель является качественным критерием ремонтных особенностей оборудования.

Числовой коэффициент ремонтной сложности для технологического оборудования молочной промышленности определяется как отношение времени в человеко-часах (трудоемкости), затраченного на капитальный ремонт машины, к условной ремонтной единице по формуле:

$$R = (10.2)Г$$

Где  $R$  - категория сложности ремонта машины;  $TKp$  - время на капитальный ремонт машины в человеко-часах;  $г$  - условная ремонтная единица.

Понятие «условная ремонтная единица» (в дальнейшем «ремонтная единица») введено наряду с категорией сложности для планирования и учета ремонтных работ, а также для различных расчетов.

Одна ремонтная единица для всех видов технологического оборудования молочной промышленности характеризуются трудоемкостью капитального ремонта в 35 человеко-часов.

Количество или сумма ремонтных единиц для каждой машины: (агрегата) записывается в виде коэффициента перед буквой  $г$ . Так, например, 5 ремонтных единиц записываются  $5г$ . Суммой ремонтных единиц пользуются при определении потребного количества рабочих, необходимых для межремонтного обслуживания и выполнения работ по плановым ремонтам, при определении потребного количества материалов и планирования затрат на ремонт.

Сумма  $г$  для машины (агрегата) определяется по формуле:

$$\sum r = \frac{T_k}{35}$$

Где  $T_k$  - трудоемкость капитального ремонта механической части оборудования; 35 - числовое значение ремонтной единицы для механической части в человеко-часах.

При сравнении формул видно, что в абсолютном выражении значения  $R$  совпадают.

Поэтому, в целях упрощения расчетов, при определении  $г$  условно можно пользоваться значением категории сложности  $R$ .

### **Трудоемкость ремонта**

Под трудоемкостью ремонтных операций понимаются затраты труда на ремонт машины (агрегата), выраженные в человеко-часах.

Трудоемкость зависит от вида и сложности ремонта, конструктивных и технологических особенностей и размеров машины (агрегата).

Трудоемкость среднего ремонта оборудования ( $T_c$ ), текущего ( $T_t$ ), осмотра ( $T_o$ ) по отношению к трудоемкости капитального ремонта ( $T_k$ ) выражается следующим выражением:  
 $T_k : T_c : T_t : T_o = 1,0 : 0,6 : 0,2 : 0,03$  (10.4)

Исходя из указанного соотношения и принятой трудоемкости капитального ремонта, трудоемкость на одну условную ремонтную единицу оборудования устанавливается:

**Таблица 3.4.**

| Виды ремонтных работ                                     | Ремонтные операции |        |       |      |
|--|--------------------|--------|-------|------|
|  | Станочные          | Прочие | Всего |      |
| Слесарные  |                    |        |       |      |
| Осмотр   | 0,72               | -      | 0,28  | 1,0  |
| Текущий ремонт   | 5,0                | М      | 0,6   | 7,0  |
| Средней ремонт   | 15,2               | 4.2    | 1.6   | 21,0 |
| Капитальный ремонт                                       | 25,4               | 7,0    | 2,6   | 35,0 |
| Удельный вес ремонтных операций к суммарной трудоемкости | 72                 | 20     | 8     | 100  |

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

### **Практическая работа № 4 Тема: Составление технологических карт по техническому обслуживанию осветительных электроустановок**

**Цель:** Научиться правильности составления технологической карты на техническое обслуживание осветительных электроустановок.

**Материальное обеспечение:** Информационный и презентационный материал, рабочие тетради.

#### **Общие теоретические положения:**

Правильная эксплуатация установок естественного и искусственного освещения играет важную роль для создания высокого уровня освещенности в помещениях и экономии электроэнергии, расходуемой на искусственное электрическое освещение.

Эксплуатация осветительных установок включает в себя:

- 1) регулярную очистку остекления помещений и светильников от загрязнения;
- 2) своевременную замену перегоревших ламп и контроль за постоянством напряжения в осветительной сети;
- 3) реализацию мероприятий, способствующих относительно меньшему загрязнению остекления, как, например, покрытие стекол специальными прозрачными пленками, легко удаляемыми при очистке, и др.;
- 4) повышение общего уровня культуры эксплуатации здания, обеспечивающей в помещениях необходимую чистоту воздуха и отсутствие выброса в атмосферу пыли, дыма, копоти и т. д., а также регулярную уборку помещений, окраску или побелку стен и потолка.

Правильная организация эксплуатации осветительной установки и добросовестный повседневный уход за ней обеспечивают сохранение ее работоспособности и соответствие действующим правилам и нормам. При разработке проекта осветительной установки предусматривается решение вопросов, связанных с обслуживанием светильников и доступом к элементам электрической сети.

При высоте подвеса светильников более 4,5 м (предельная высота для обслуживания со стремянки) для доступа к элементам осветительной установки возможно использование ряда способов. Например, обслуживание с мостовых монтажных, ремонтных и технологических кранов или кран-балок, оборудованных специальными огражденными площадками.

При значительном количестве светильников и размещении их рядами целесообразно устройство специальных светотехнических мостиков, которые располагаются выше кранов и позволяют вести работы по обслуживанию электрооборудования независимо от режима работы кранов и в любое время суток.

При групповом размещении светильников и для обслуживания одиночных светильников может быть предусмотрено устройство огражденных светотехнических площадок или установка специальных скоб с зацепными дугами.

При наличии технического этажа возможна организация обслуживания светильников с него, а в некоторых случаях предусматривается опускание светильников вниз для обслуживания их с пола. Находит также широкое применение обслуживание светильников с помощью передвижных телескопических вышек и выдвижных лестниц различной конструкции.

Независимо от типа применяемых источников света, для любой осветительной установки имеются общие требования к эксплуатационному персоналу и к организации эксплуатации. Эти требования можно сформулировать следующим образом.

Основное правило эксплуатации сводится к регулярному наблюдению, своевременному ремонту и устранению обнаруженных неполадок в работе всех элементов осветительной установки. Поскольку обнаружить неисправности отдельных элементов установки в большинстве случаев можно только по режиму горения ламп, то необходимо систематически вести журнал эксплуатации, в котором нужно отмечать данные о режиме работы осветительной установки (время горения ламп, смена ламп, время чистки светильников, данные о замере изоляции сети, замена вышедших из строя элементов светильников и их ремонт и др.).

На работу ламп оказывает сильное влияние величина напряжения в питающей сети и ее отклонение от номинального значения, поэтому необходимо следить за поддержанием постоянства напряжения в сети, выявлять и устранять причины резких колебаний напряжения. От четкого контроля режима напряжения питающей сети очень часто зависит фактический срок службы ламп.

Пыль и копоть, осаждающаяся на отражающих поверхностях светильников, покрывая тонким слоем рассеиватели и колбы ламп, вызывают дополнительное поглощение светового потока, создаваемого источником света, и тем самым снижают коэффициент полезного действия светильника. Постепенное загрязнение стен и потолков уменьшает их коэффициент отражения, при этом возрастает поглощение ими светового потока, что приводит также к снижению освещенности рабочих мест.

В связи с этим хорошее состояние осветительной установки обуславливается своевременной и тщательной очисткой элементов осветительного электрооборудования от всех видов загрязнений, регулярной покраской стен и потолков помещений и проведением планово-предупредительных осмотров и текущих ремонтов электрооборудования

Очистка. Очищают корпус и конструкции светильников и осветительных установок от пыли щеткой-сметкой и протирают обтирочным материалом. Снимают плафоны и электрические лампы. Плафоны промывают 5 % -ным раствором каустической соды в воде, а затем чистой водой и просушивают. Лампы протирают влажным, обтирочным материалом. Контактные поверхности Ламп покрывают тонким слоем технического вазелина.

Частота чистки светильников зависит от многих факторов и в первую очередь от среды освещаемого помещения. Так, светильники в цехах металлургического завода нуждаются в большей частоте обслуживания, чем установленные в коридоре больницы. Точно так

светильники в шлифовальной мастерской должны чиститься чаще, чем светильники в зале заседания, расположенном в том же здании.

Количество чисток, определенные главой II-A, 9-71 СНиП «Искусственное освещение.

Нормы проектирования» по количеству пыли, дыма и копоти, содержащихся в воздушной среде помещений и наружных пространств, указаны в табл.4. 1

Таблица 4.1. Количество чисток светильников

| Освещаемые объекты   | Количество чисток   |
|--|---|
| Производственные помещения, в воздушной среде которых содержатся пыль, дым и копоть в количествах:<br>10 мг/м <sup>3</sup> и более<br>От 5 до 10 мг/м <sup>3</sup><br>Не более 5 мг/м <sup>3</sup> | Не менее 2 раз в месяц<br>1 раз в месяц<br>1 раз в 3 месяца |
| Вспомогательные помещения с нормальной воздушной средой и помещения общественных и жилых зданий  | 1 раз в 3 месяца  |
| Площадки промышленных предприятий, в воздушной среде которых содержатся пыль, дым и копоть в количествах:<br>Более 5 мг/м <sup>3</sup><br>До 0,5 мг/м <sup>3</sup>                                 | 1 раз в 3 месяца<br>1 раз в 6 месяцев                       |
| Улицы, площади, дороги, территории общественных зданий, жилых районов и выставок, парки, бульвары  | 1 раз в 6 месяцев   |

Проверка состояния контактов, ламп, защитных стекол. Осматривают контакты электрических соединений. Окисленные или подгоревшие контактные поверхности зачищают шлифовальной шкуркой и смазывают техническим вазелином. Проверяют соответствие ламп типу светильника или осветительной установки. Если лампа не горит, вначале ее осматривают, а затем омметром проверяют целостность нити накаливания. При обрыве нити накаливания, трещинах на колбе, повреждениях цоколя лампу заменяют новой. Осматривают защитные стекла светильников. Защитные стекла, имеющие трещины и сколы, заменяют. Проверка крепления. Пошатыванием рукой проверяют надёжность крепления светильника или осветительной установки, пускорегулирующего аппарата, конденсатора, стартера, клеммных колодок, выключателя и других элементов. При необходимости крепежные соединения подтягивают выключатели, переключатели, штепсельные розетки. Рекомендуемые сроки планово-предупредительных осмотров и ремонтов всех перечисленных элементов осветительной установки указаны в табл.4. 2.

Таблица 4.2. Рекомендуемые сроки планово-предупредительных осмотров и ремонтов.

| Объекты осмотра  | Для помещений с нормальной средой и для установок наружного освещения | Для помещений сырых, особо сырых, пыльных, с едкими парами или газами, пожара-или взрывоопасных |
|--|---|---|
| Щитки, выключатели, штепсельные розетки, осветительные приборы и др. осветительные установки | 1 раз в 4 месяца  | 1 раз в 2 месяца  |
| Те же, но относящиеся к аварийному освещению, за   | 1 раз в 2 месяца  | 1 раз в месяц   |

|                                     |  |  |
|-------------------------------------|--|--|
| исключением розеток.<br>штепсельных |  |  |
|-------------------------------------|--|--|

Осмотром и проверкой светильников должны устанавливаться: наличие, целостность и надежность закрепления рассеивателей, защитных стекол, экранирующих решеток, отражателей, надежность электрических контактов, состояние изоляции зарядных проводов, должны устанавливаться и устраняться возникающие неисправности в светильниках с люминесцентными лампами, причиной которых могут быть лампы, стартеры, ПРА, ошибки в схеме и др

Проверка уплотнений. Осмотром проверяют состояние уплотняющих прокладок ;и уплотнений проводов. Уплотняющие прокладки и уплотнения должны плотно прилегать к поверхностям и не иметь разрывов и трещин. Поврежденные уплотнения заменяют.

Проверка изоляции проводов. Осматривают изоляцию проводов в месте ввода в светильник. Места на проводе с трещинами и обугленными участками изолируют ^изоляционной лентой.

Проверка заземления. Осматривают заземление и при необходимости зачищают контакты.

**Задание к работе:** Составить технологическую карту обслуживания осветительных установок по аналогии.

| № п-п | Вид работ | Срок проведения | Инструменты и приспособления |
|-------|-----------|-----------------|------------------------------|
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |

**Порядок выполнения работы:**

1. Изучить инструкцию к практической работе.
2. Изучить информационный и презентационный материал.
3. Составить технологическую карту ТО осветительных установок.
4. Составить отчет.

**Содержание отчета:**

1. Тема.
2. Цель.
3. Материальное обеспечение.
4. Выполненная технологическая карта.
5. Ответы на вопросы.

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Что включает в себя эксплуатация осветительных установок?
2. Какие приспособления используются для осмотра осветительных установок при высоте подвеса более 4,5 м?
3. Запишите основное правило эксплуатации осветительных установок.
4. Какая документация заполняется при эксплуатации осветительных установок?
5. Какие документы определяют сроки ТО осветительных установок?

## **Практическая работа № 5 Тема: Составление технологических карт по техническому обслуживанию воздушных линий.**

**Цель:** Научиться правильности составления технологической карты на техническое обслуживание воздушных линий.

**Материальное обеспечение:** Информационный и презентационный материал, рабочие тетради.

### **Общие теоретические положения:**

Организация эксплуатации воздушных линий.

Эксплуатация воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 - 20 кВ заключается в поддержании их в работоспособном состоянии путем осуществления технического обслуживания и ремонта.

Техническое обслуживание ВЛ состоит из комплекса мероприятий, направленных на предотвращение преждевременного износа элементов и (или) их разрушения. Качественное и своевременное техническое обслуживание является основным условием, обеспечивающим надежную работу ВЛ в межремонтный период.

Ремонт ВЛ заключается в проведении комплекса мероприятий для восстановления первоначальных характеристик ВЛ или отдельных ее элементов.

При техническом обслуживании и ремонте производится плановое устранение дефектов ВЛ. Дефекты или повреждения элементов, которые представляют непосредственную угрозу безопасности населения и обслуживающего персонала, возникновения пожара и т.п., должны устраняться незамедлительно.

Техническое обслуживание и ремонт, а также другие работы, непосредственно связанные с эксплуатацией ВЛ, следует выполнять с использованием транспортных средств, специальных машин, механизмов и приспособлений.

Машины, механизмы и приспособления рекомендуется размещать на ремонтно-производственных базах (РПБ) или ремонтно-эксплуатационных участках (пунктах) предприятий и районов электрических сетей.

При этом машины, механизмы и различного рода приспособления, постоянно используемые для централизованного обслуживания ВЛ, целесообразно закреплять за бригадами.

Ответственность за нормальную эксплуатацию средств механизации возлагается на производственное подразделение, за которым эти средства закреплены. Ответственность за состояние такелажных приспособлений, инструмента и другого оборудования, их своевременные ремонт и испытания возлагается на руководителей (мастеров) производственных подразделений, за которыми это оборудование закреплено.

Результаты осмотров и испытаний механизмов, такелажных приспособлений и другого оборудования следует заносить в журналы учета.

Хранение и пользование инструментом и приспособлениями должны производиться с соблюдением требований действующих Правил безопасности при работе с инструментом и приспособлениями, Правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках, технических требований к ним.

Хранение неисправного или непригодного для работы инструмента и приспособлений вместе с исправным и пригодным не допускается.

В помещении, предназначенном для хранения инструмента, приспособлений, инвентаря, необходимого для эксплуатации ВЛ, следует иметь список хранящихся механизмов, инструмента и приспособлений с указанием срока их очередных испытаний или осмотра. Предприятию, осуществляющему эксплуатацию ВЛ, разрешается выполнять в охранных зонах все виды работ по техническому обслуживанию, ремонту или реконструкции ВЛ.

Плановые работы по ремонту и реконструкции ВЛ, проходящих по сельскохозяйственным угодьям, должны производиться по согласованию с землепользователем и, как правило, в период, исключая повреждение сельскохозяйственных культур.

Работы по предотвращению нарушений в работе ВЛ и ликвидации последствий таких нарушений могут производиться в любое время года без согласования с землепользователями, но с уведомлением их о проводимых работах и последующим оформлением соответствующих документов.

Порядок эксплуатации ВЛ, находящихся на балансе ПЭС и проходящих по территории предприятий и организаций, в полосе отвода железных и автомобильных дорог, вблизи аэродромов, в охранных зонах трубопроводов и линий связи, следует согласовывать с соответствующими предприятиями и организациями.

Персоналу ПЭС предоставляется право беспрепятственного доступа к ВЛ для проведения всех видов работ.

При техническом обслуживании и ремонте ВЛ следует применять комплексные методы, обеспечивающие выполнение всех видов работ на данной ВЛ в полном объеме за возможно короткий срок.

Техническое обслуживание и ремонт ВЛ, выполняемые комплексным методом (работы группируются в комплексы по номенклатуре и периодичности), рекомендуется осуществлять бригадами централизованного обслуживания, оснащенными необходимыми специализированными машинами, средствами механизации, инвентарем, защитными средствами, средствами связи. За бригадами закрепляются производственные и бытовые помещения: кладовые, склады, мастерские, гаражи для автотранспорта и механизмов, раздевалки и душевые. Бригады обеспечиваются необходимой нормативно-технической документацией и производственными инструкциями.

При комплексном проведении работ ремонтный персонал и средства механизации рекомендуется сосредотачивать на ремонтируемом объекте, что позволит сократить длительность отключения объекта, улучшить использование трудовых и материальных ресурсов.

В ряде случаев из-за рассредоточенности объектов ремонта и различной периодичности выполнения работ целесообразно проведение однотипных работ специализированными бригадами на одной или нескольких ВЛ (например, расчистка трасс, замена приставок и т.д.). Безопасность при выполнении работ по техническому обслуживанию и ремонту должна обеспечиваться путем выполнения организационно-технических мероприятий, предусмотренных действующими Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок, нормативными документами и технологическими картами. Комплексный ремонт объектов должен выполняться по проектам производства работ.

Персонал, выполняющий ремонтные работы под напряжением, должен пройти соответствующее обучение.

Выбор объемов и методов ремонта и технического обслуживания ВЛ должен осуществляться инженерно-техническим персоналом предприятия электрических сетей или РЭС на основании технико-экономического обоснования с учетом местных условий.

Планирование работ по техническому обслуживанию и ремонту ВЛ, оформление технической документации.

Для обеспечения планирования работ РЭС по техническому обслуживанию и ремонту ВЛ распределительных сетей напряжением 0,38 - 20 кВ рекомендуется составлять:

1. Многолетний план-график ремонтов объектов распределительной сети.
2. Годовой план-график технического обслуживания и ремонта ВЛ.
3. Месячный план-график отключений ВЛ.
4. Годовой план материально-технического снабжения.

Многолетние планы-графики ремонтов рекомендуется составлять по каждому РЭС; они являются продолжением предыдущих планов-графиков и находятся на участке, в РЭС и в ПТС предприятия для руководства в работе.

Работы по техническому обслуживанию и ремонту ВЛ 0,38 - 20 кВ следует осуществлять по годовому плану-графику и годовому плану.

Годовой план-график должен составляться в соответствии с периодичностью работ, указанной в ПТЭ, и ведомостями ремонтных работ, составленными на основании журналов дефектов, данных осмотров, проверок и измерений.

Ведомости ремонтных работ являются основанием для составления смет и спецификаций на материалы и оборудование.

Планируемые объемы работ по техническому обслуживанию и ремонту должны быть проверены на соответствие имеющимся трудовым и материальным ресурсам. При этом рекомендуется предусматривать резерв времени на выполнение аварийно-восстановительных и других непредвиденных работ, необходимость проведения которых возникает в процессе эксплуатации.

После анализа расчетов, уточнения объемов работ и согласования с соответствующими службами ПЭС годовой план-график по РЭС должен утверждаться главным инженером ПЭС. Срок утверждения смет и годовых планов-графиков устанавливается приказом главного инженера АОЭиЭ или ПЭС.

Месячный план-график отключений рекомендуется составлять на основании годового плана и должен обеспечивать минимальный недоотпуск электроэнергии при плановых отключениях, сохранность сельскохозяйственных угодий, учитывать сезонный характер отдельных видов работ на ВЛ.

Перед началом месяца мастеру участка следует произвести расчет рабочего времени бригады на месяц и на основании годового плана, перечней работ и утвержденных смет выдать бригаде задание.

Месячные задания бригадам (участкам) должны утверждаться начальником РЭС.

В случае, если в комплексном ремонте объекта должны принимать участие службы предприятия (РЗА, СМиТ и т.п.), месячный план-отчет по участку должен быть согласован с этими службами и утвержден главным инженером ПЭС.

Ежемесячно согласно утвержденному порядку руководству ПЭС следует производить сдачу-приемку месячных планов-отчетов РЭС.

С целью сокращения трудозатрат и улучшения качества планирование работ по техническому обслуживанию и ремонту рекомендуется осуществлять на персональных компьютерах с автоматизацией рабочих мест ИТР РЭС и ПТС предприятия.

Все изменения на ВЛ, выполненные в процессе эксплуатации, должны быть внесены в инструкции, схемы и чертежи до ввода ВЛ в работу. Информация об изменениях должна доводиться до сведения всех работников (с записью в журнале распоряжений), для которых обязательно знание этих инструкций, схем и чертежей.

Технологические схемы (чертежи) должны проверяться на их соответствие фактическим эксплуатационным не реже 1 раза в 2 года с отметкой на них о проверке.

Техническое обслуживание воздушных линий.

Техническое обслуживание ВЛ осуществляется, как правило, за счет средств, выделяемых на эти работы. Работы по определению объемов ремонта, в том числе измерения испытания, проверки, осмотры осуществляются за счет средств, выделяемых на ремонт.

Выполнение работ по техническому обслуживанию осуществляется, как правило, электромонтерами РЭС.

Инженерно-технический персонал проводит выборочные осмотры отдельных линий (участков линий), включая все линии (участки), подлежащие ремонту в следующем году.

Перечни основных работ по техническому обслуживанию ВЛ 0,38 - 20 кВ приведены в табл. 5.1, 5.2.

Таблица 5.1. Перечень работ, выполняемых при техническом обслуживании ВЛ.

| Наименование работы   | Периодичность   | Примечание  |
|---|---|---|
| <b>Осмотры ВЛ</b>   |   |   |
| Периодический осмотр  | По графику, утвержденному главным инженером   |   |
| Осмотр по всей длине ВЛ электромонтерами  | Не реже 1 раза в год  | Заполняется листок осмотра  |
| Выборочный осмотр отдельных участков ИТР  | Не реже 1 раза в год  | Заполняется листок осмотра  |
| Верховой осмотр   | По мере необходимости   |   |
| Осмотр, в том числе верховой, ВЛ, включенной в план ремонта на следующий год ИТР  | В течении года, предшествующего ремонту   | Совмещается с отключением ВЛ и проверкой степени затягивания верхних деталей опор, крепления крюков, проводов. На основании осмотров составляются сметы и спецификации. |
| Осмотр ВЛ после капитального ремонта  | По окончании ремонта ИТР  | Составляется акт приемки  |
| Внеочередной осмотр после стихийного бедствия или после воздействия сверхрасчетных механических нагрузок                      |   | Заполняется листок осмотра  |
| Внеочередной осмотр после автоматического отключения ВЛ релейной защитой, в том числе после неуспешного повторного включения. |   | Заполняется листок осмотра  |
| Внеочередной осмотр после успешного повторного включения.   | На следующий день после включения.  |   |
| <b>Проверки опор и их элементов</b>   |   |   |
| Проверка степени загнивания опор  | Перед подъемом на опору через 3-6 лет после ввода в эксплуатацию.<br>Не реже 1 раза в 3 года. | Заполняется ведомость контроля  |
| Проверка состояния железобетонных опор, элементов железобетонных приставок  | Перед подъемом на опору, в процессе осмотра, при замене деталей. Не реже 1 раза в 6 лет       | Заполняется ведомость контроля  |
| Измерение сопротивления заземляющих устройств всех типов  | После монтажа, переустройства заземляющих устройств не реже 1 раза в 6                        |   |

|  |  |                           |
|--|--|---------------------------|
|  | лет.   |                           |
| Измерение сопротивления заземляющих устройств у опор с разъединителями, защитными промежутками, трубчатыми и вентильными разрядниками и у опор с повторным заземлением нулевого провода. | При плановом ремонте.  |                           |
| Выборочная проверка железобетонных опор в населенной местности на участках с сильноагрессивной средой или плохо проводящими грунтами   | Не реже 1 раза в 12 лет.<br>При плановом ремонте.  |                           |
| Выборочная проверка состояния заземляющего устройства со вскрытием грунта.   | При приемке в эксплуатацию.  |                           |
| Измерение сопротивления петли «фаза-нуль»  | При подключении новых потребителей. При выполнении работ, вызывающих изменение сопротивления. При возрастании нагрузки, требующей замены плавкой вставки предохранителя или установки автоматического выключателя. |                           |
| <b>Проверки проводов и арматуры</b>  |  |                           |
| Проверка состояния проводов и соединения проводов  | При осмотрах, после установки новых соединителей. При капитальном ремонте  | Оформляется в паспорте ВЛ |
| Проверка габаритов проводов, расстояний приближения, в том числе в местах пересечений.   | В процессе осмотра   | Заполняется ведомость     |
| Проверка расстояний приближений проводов ВЛ к проводам других ВЛ или проводам ПВ при совместной подвеске на общих опорах.  | В процессе осмотра   | Оформляется в паспорте ВЛ |
| Проверка габаритов проводов до поросли.  | По мере необходимости.   | Оформляется в паспорте ВЛ |
| Проверка состояния проводов в местах   | В процессе осмотра   |                           |

|  |  |                        |
|--|--|------------------------|
| возможного соприкосновения с деревьями, отдельными сучьями   |  |                        |
| Проверка отсутствия повреждений зажимов и арматуры для соединения проводов с оборудованием и подземным кабелем | В процессе осмотра                             |                        |
| Проверка разрядников и отдельных промежутков.  | 1 раз в 3 года снимаются с опоры для проверки. | Составляется ведомость |
| Проверка состояния защиты ВЛ от перенапряжений.  | Ежегодно перед началом грозового сезона        | Составляется ведомость |
|  |  |                        |

Таблица 5.2. Отдельные работы, выполняемые по мере необходимости.

| Наименование работы   | Примечание                |
|---|---------------------------|
| Вырубка отдельных деревьев, обрезка сучьев, угрожающих повреждению провода.   | Оформляется в паспорте ВЛ |
| Замена дефектных элементов опор   | Оформляется в паспорте ВЛ |
| Выправка отдельных опор   | Оформляется в паспорте ВЛ |
| Уплотнение грунта в пазах котлованов опор   | Оформляется в паспорте ВЛ |
| Перетяжка проводов  | Оформляется в паспорте ВЛ |
| Удаление набросов на проводах ВЛ  | Оформляется в паспорте ВЛ |
| Замена оборванных заземляющих проводников   | Оформляется в паспорте ВЛ |
| Перетяжка проволочных бандажей крепления деревянных стоек к приставкам.   | Оформляется в паспорте ВЛ |
| Восстановление знаков и плакатов на отдельных опорах, восстановление нумерации.   | Оформляется в паспорте ВЛ |
| Замена разрядников  | Оформляется в паспорте ВЛ |
| Выполнение мероприятий, связанных с охраной ВЛ. Допуск к работам сторонних организаций и надзор за работами, проводимыми вблизи ВЛ.   | Оформляется в паспорте ВЛ |
| Технический надзор при строительстве и реконструкции ВЛ, выполняемых подрядными организациями. Работы. Связанные с проверкой объектов при приемке их на баланс и в эксплуатацию | Оформляется в паспорте ВЛ |
| Наблюдение за образованием галоледя.  | Оформляется в паспорте ВЛ |

#### Осмотры ВЛ

Периодические осмотры следует проводить в дневное время электромонтерами и инженерно-техническим персоналом в соответствии с годовым планом-графиком технического обслуживания путем обходов или объездов.

Осмотр производится с целью визуальной проверки состояния ВЛ. Результаты осмотра регистрируются в листке осмотра.

Осмотр ВЛ, включенных в план ремонтов на будущий год, следует проводить на основании перечня дефектов в целях уточнения объемов ремонта на основании инструментальных проверок загнивания древесины деревянных опор состояния железобетонных опор, сопротивления заземления опор сопротивления петли "фаза-нуль", расстояний от проводов до земли и зданий и сооружений, крон деревьев, кустарников По результатам осмотров составляются ведомости ремонтных работ, рассчитываются объемы трудозатрат, составляются сметы и спецификации.

Верховой осмотр ВЛ следует проводить в целях тщательного осмотра траверс, крюков, кронштейнов, штырей, проволочных и других типов вязок, изоляторов, проводов и креплений узлов и элементов. Результаты осмотра регистрируются в листке осмотра.

Осмотр ВЛ после стихийного явления производится в целях выявления дефектов и повреждений, вызванных стихийным явлением (сверхрасчетный гололед, ледоход и разливы рек на участках ВЛ, сооруженных в поймах рек, ливни, ураганы, оползни, обвалы, пожары вблизи ВЛ и т.п.). Осмотр могут производить электромонтеры и инженерно-технические работники. Результаты осмотра регистрируются в листке осмотра.

Осмотр после автоматического отключения ВЛ релейной защитой производится по решению руководства РЭС на основании записей в оперативном журнале за предыдущие сутки и анализа отключений за предыдущие месяцы. При осмотре необходимо обратить внимание на наличие дефектов, приводящих к самоустраняющимся автоматическим отключениям ВЛ. Результаты осмотра регистрируются в листке осмотра.

Записи о неисправностях, требующих немедленного устранения, из листков осмотра вносятся мастером в журнал дефектов, а выполненные работы заносятся в журнал учета. Главным инженером РЭС устанавливается срок и способ устранения неисправностей и назначается ответственный за выполнение. После устранения отмечается его дата.

**Проверки и измерения**

Просека ВЛ должна содержаться в безопасном в пожарном отношении состоянии. Следует поддерживать установленную ширину просек и производить обрезку деревьев и расчистку от кустарников.

Работы на просеках ВЛ, проходящих по землям государственного лесного фонда, должны производиться в соответствии с требованиями Лесного кодекса РФ.

Отдельные деревья, растущие вне просеки и угрожающие падением на провода или опоры ВЛ, должны быть вырублены с последующим уведомлением об этом организации, в ведении которой находятся насаждения, и оформлением лесорубочных билетов (ордеров).

Проверки на ВЛ осуществляются с периодичностью, приведенной в табл. 5.1.

Проверка степени загнивания (или обгорания) деревянных элементов опор с помощью специальных инструментов и приспособлений производится с целью выявления степени загнивания древесины или обгорания стойки.

Проверка сопротивления заземления опор должна производиться в сухую погоду в период наибольшего просыхания грунта.

Полученные значения сопротивлений сравниваются с нормативным и в случае превышения производится соответствующая запись в ведомости проверок и измерений.

При проверке расстояний от проводов ВЛ и ответвлений до поверхности земли, зданий или сооружений, инженерных коммуникаций, крон деревьев, кустарников полученные значения сравниваются с допустимым значением по ПУЭ. Результаты проверок заносятся в ведомости измерений расстояний. Выявленные нарушения по допустимым расстояниям должны быть устранены в кратчайшие сроки.

При проверке состояния железобетонных элементов опор выявляются: оголение арматуры, растрескивание бетона, раковины, сколы. При наличии приборов и методик неразрушающего контроля рекомендуется измерять прочность бетона (а при необходимости защитный слой бетона, степень напряжения арматуры в предварительно напряженных элементах). Результаты заносятся в ведомость проверок и измерений железобетонных опор (железобетонных элементов опор).

Проверка сопротивления петли "фаза-нуль" производится в целях выявления превышения фактического значения сопротивления петли по сравнению с нормативным, результаты проверки заносятся в ведомость и паспорт ВЛ. Работы по устранению дефекта следует выполнять незамедлительно.

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 подерживающих 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 деревья, 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 верховые 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 пробои, 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 пробои 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.

**Задание к работе:** Составить технологическую карту технического обслуживания ВЛ по аналогии. (Для выбора инструментов и приспособлений пользоваться справочником)

| № п-п | Вид работ | Срок проведения | Инструменты и приспособления |
|-------|-----------|-----------------|------------------------------|
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |

**Порядок выполнения работы:**

1. Изучить инструкцию к практической работе.
2. Изучить информационный и презентационный материал.
3. Составить технологическую карту основных работ ТО ВЛ.
4. Составить отчет.

**Содержание отчета:**

1. Тема.

2. Цель.
3. Материальное обеспечение.
4. Выполненная технологическая карта.
5. Ответы на вопросы.

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Какие операции производятся при техническом обслуживании ВЛ?
2. В какое время года можно производить техническое обслуживание ВЛ?
3. С кем согласовывается график проведения технического обслуживания ВЛ?
4. Какие документы составляются для проведения технического обслуживания ВЛ?
5. На основании каких документов устанавливаются сроки проведения технического обслуживания ВЛ?

**Практическая работа № 6 Тема: Составление технологических карт по техническому обслуживанию кабельных линий.**

**Цель:** Научиться правильности составления технологической карты на техническое обслуживание кабельных линий.

Материальное обеспечение: информационный и презентационный материал, Модуль ФЦИОР, рабочие тетради.

**Общие теоретические положения:**

При техническом обслуживании кабельных линий (КЛ) периодически проводят их осмотры с целью визуального обнаружения неисправностей и дефектов.

КЛ на напряжение до 35 кВ, проложенные открыто, должны осматриваться не реже 1 раза в 6 месяцев; проложенные в земле - не реже 1 раза в 3 месяца.

Не реже 1 раза в 6 месяцев выборочные осмотры КЛ должны проводиться административно-техническим персоналом.

Внеочередные осмотры КЛ должны проводиться в период паводков и после ливневых дождей, когда возможны сдвиги почвы и попадание грунтовых вод в подземные кабельные сооружения, а также после отключения КЛ релейной защитой.

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 перегру-

женными 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 покрытий 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.

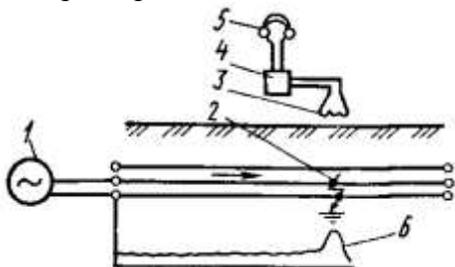


Рис. 6.1 Схема определения места повреждения кабеля индукционным методом:

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, электромолотки) 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.

При осмотрах трасс КЛ, проложенных в земле, проверяется наличие знаков привязки линии к постоянным ориентирам (или пикетов на незастроенной территории), обозначающих трассу.

На трассе КЛ не должно быть вспучивания или проседания грунта, не должно производиться каких-либо работ, раскопок, складирования строительных материалов, свалок мусора.

Правилами охраны электрических сетей для КЛ, проложенной в земле, устанавливается охранная зона в размере 1 м с каждой стороны от крайних кабелей. Любые работы в охранной зоне КЛ должны выполняться с разрешения и под наблюдением организации, эксплуатирующей кабель.

В местах выхода кабеля из земли, например на стену здания или опору ВЛ, должна быть защита кабеля от механических повреждений.

Осмотры КЛ, проложенных в кабельных сооружениях (тоннелях, эстакадах и других), должны проводить два человека. В первую очередь проверяется с помощью газоанализатора отсутствие в кабельных сооружениях газов, состояние освещения и вентиляции.

Проверяется общее состояние кабельных сооружений, наличие средств пожаротушения, отсутствие посторонних предметов. Все металлические конструкции кабельных сооружений должны быть покрыты негорючим антикоррозийным составом.

Кабельные туннели должны быть оборудованы средствами для отвода ливневых и почвенных вод. Эти средства должны находиться в исправном состоянии.

По температуре внутри кабельных сооружений косвенно контролируется тепловой режим кабелей. Температура воздуха внутри сооружений должна превышать температуру наружного воздуха не более чем на 10°C.

На открыто проложенных кабелях должны быть стойкие к воздействию окружающей среды бирки, прикрепляемые в начале и конце кабеля и через 50 м. На этих бирках указываются: марка и сечение кабеля, напряжение, номер или другое условное обозначение линии. На бирках муфт должны быть отмечены номер муфты и дата ее монтажа.

Проверяется состояние антикоррозийного покрова металлических оболочек кабелей, расстояния между кабелями, состояние соединительных и концевых кабельных муфт, отсутствие следов вытекания масла или кабельной мастики.

Все замеченные при осмотрах дефекты и неисправности КЛ заносятся в листок осмотра. Эти дефекты и неисправности в зависимости от их характера устраняются при текущем техническом обслуживании. Повреждения аварийного характера должны быть устранены немедленно.

Для каждой КЛ при вводе в эксплуатацию устанавливается допустимая токовая нагрузка. Эта нагрузка определяется по условию, что температура жил кабеля будет не выше длительно допустимой температуры  $\theta$  ДОП, нормируемой.

Для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией величина  $\theta$  зависит от номинального напряжения  $U_{ном}$  (см. табл. 1).

Таблица 1. Допустимая температура нагрева

|                    |      |    |    |    |    |
|--------------------|------|----|----|----|----|
| $U_{ном}, кВ$      | До 3 | 6  | 10 | 20 | 35 |
| $\theta, ^\circ C$ | 80   | 65 | 60 | 55 | 50 |

Для кабелей:

с изоляцией из полиэтилена и поливинилхлорида  $\theta_{ДОП} = 70^\circ C$ ;

с изоляцией из сшитого полиэтилена  $\theta_{ДОП} = 90^\circ C$ ;

с резиновой изоляцией  $\theta_{ДОП} = 65^\circ C$ .

Перегрев изоляции кабеля выше  $\theta_{ДОП}$  заметно ускоряет процесс ее старения и, следовательно, сокращает срок службы кабеля.

Непосредственное измерение температуры жилы кабеля представляет значительные трудности. Поэтому для проверки теплового режима кабель нагружают током и снимаются показания термодатчиков, установленных на стальной броне (оболочке или шланге) кабеля.

Температура жилы кабеля  $\theta_{Ж}$  рассчитывается по формуле

$$\theta = \theta_{б} + \Delta\theta, \quad (6.1)$$

где  $\theta_{б}$  - температура брони (оболочки или шланга), измеренная при испытании;

$\Delta\theta$  - превышение температуры жилы кабеля над температурой брони (оболочки или шланга).

Величина  $\Delta\theta$  рассчитывается по эмпирической формуле или определяется по номограммам.

Одна из таких номограмм для кабелей с алюминиевыми жилами, находящихся в эксплуатации от 5 до 25 лет, приведена на рис. 1.

Токовая нагрузка КЛ, при которой  $\theta_{Ж} = \theta_{ДОП}$ , соответствует допустимой длительной нагрузке.

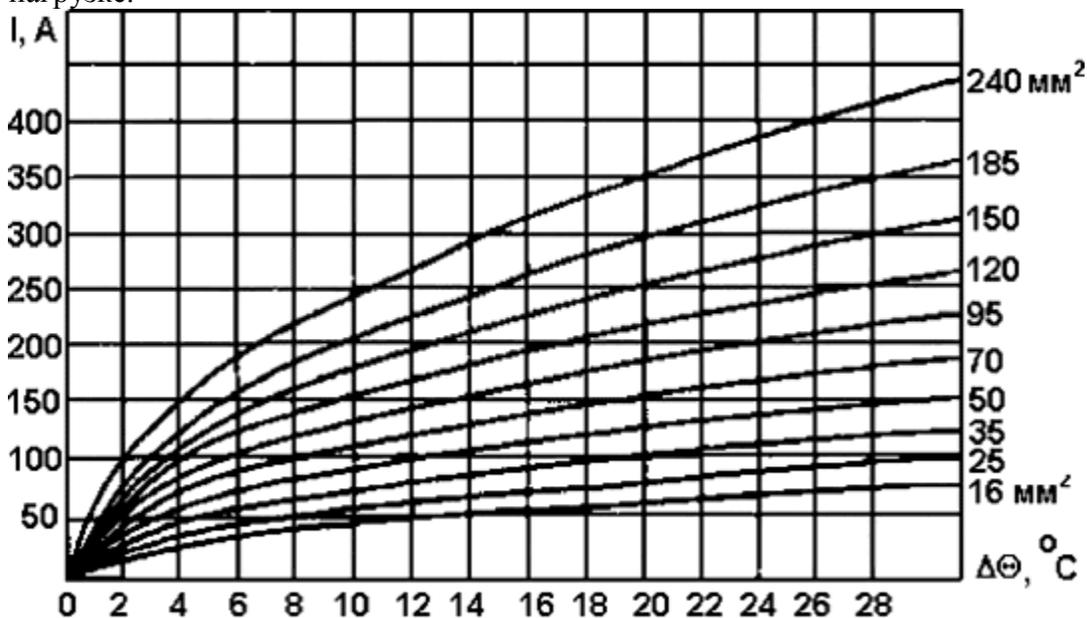


Рис. 6.2. Разность температур между броней и алюминиевыми жилами кабелей напряжением 10 кВ

В практической эксплуатации действительную токовую нагрузку кабеля  $I$  сопоставляют с длительно допустимым током  $I_{доп}$ , приводимым в справочной литературе [2]. Длительный режим работы кабеля считается допустимым при выполнении условия  $I < k I_{доп}$ , (6.2)

где  $k$  - поправочный коэффициент.

Принимаемые по справочным данным поправочные коэффициенты учитывают реальную температуру охлаждающей среды, количество кабелей в земляной траншее, удельное тепловое сопротивление грунта, срок службы кабеля и другие факторы.

При эксплуатации КЛ допускаются кратковременные перегрузки, например, на период ликвидации аварии (Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.- Спб.: АЛЮ ОУ УМИТЦ, 2003). Допустимые перегрузки кабелей напряжением до 10 кВ в зависимости от вида изоляции составляют:

кабели с бумажной изоляцией - на 30%;

изоляция из полиэтилена и поливинилхлорида - на 15%;

резины - на 18%;

сшитого полиэтилена - на 25%;

для кабелей со всеми видами изоляции, находящихся в эксплуатации более 15 лет, перегрузки должны быть снижены до 10%.

Указанные перегрузки допускаются продолжительностью не более 6 часов в сутки в течение 5 суток. Суммарная продолжительность перегрузки в год не должна превышать 100 ч.

Для кабелей напряжением 20-35 кВ с бумажной изоляцией перегрузки не допускаются (Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.-Спб.: АЛЮ ОУ УМИТЦ, 2003).

Контроль нагрузочного режима КЛ осуществляется снятием графиков нагрузки, выполняемым не реже 2 раз в год. Причем один раз контроль осуществляется в период зимнего максимума нагрузки.

Особое внимание при техническом обслуживании КЛ уделяется кабельной изоляции. Одним из средств контроля состояния изоляции является измерение ее сопротивления, выполняемое мегаомметром. Схемы измерения фазной и междуфазной изоляции кабеля показаны на рис. 2. Отсчет величины сопротивления изоляции осуществляется приблизительно через 1 минуту после начала процесса измерения. Сопротивление изоляции кабелей на напряжение до 1 кВ должно быть не менее 0,5 МОм. Сопротивление изоляции кабелей на напряжение выше 1 кВ не нормируется.

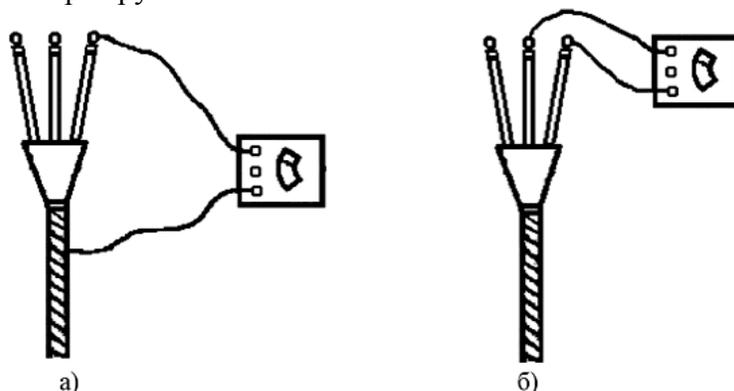


Рис.6.3. Измерение сопротивления фазной (а) и междуфазной (б) изоляции кабеля

Электрическая прочность изоляции КЛ проверяется испытанием повышенным выпрямленным напряжением. Величина испытательного напряжения  $u_{исп}$  и длительность его приложения  $t_{в}$  в зависимости от вида кабельной изоляции приведены в табл. 6.2.

Испытательное напряжение прикладывается поочередно к каждой жиле кабеля, при этом две другие жилы кабеля и его металлическая оболочка (экран) должны быть заземлены.

Испытательное напряжение поднимается плавно со скоростью 1... 2 кВ/с до требуемого значения и поддерживается неизменным в течение времени, указанного в табл. 2.

При проведении испытаний повышенным напряжением измеряются токи утечки и их несимметрия по фазам.

Таблица 6.2. Величины приложенного напряжения.

| Uном, Ко                              | до 1  | 3       | 6    | 10   | 20    | 35     |
|---------------------------------------|-------|---------|------|------|-------|--------|
| Бумажная пропитанная изоляция         |       |         |      |      |       |        |
| Uисп, КВ / t, МИН                     | 2,5/5 | 15-25/5 | 36/5 | 60/5 | 100/5 | 175/ 5 |
| Пластмассовая изоляция и СПЭ-изоляция |       |         |      |      |       |        |
| Uисп, КВ / t, МИН                     | 2,5/5 | 7,5/5   | 36/5 | 60/5 |       |        |
| Резиновая изоляция                    |       |         |      |      |       |        |
| Uисп, КВ / t, МИН                     |       | 6/5     | 12/5 | 20/5 |       |        |

Изоляция кабеля считается удовлетворительной, если не произошло ее пробоя, а токи утечки и коэффициент несимметрии этих токов по фазам не превысили значений, приведенных в табл. 6.3.

Таблица 6.3. Точки утечки и коэффициент несимметрии.

| Uном, Ко                  | 6   | 10  | 20  | 35  |
|---------------------------|-----|-----|-----|-----|
| $I_{ут}$ , мА             | 0,2 | 0,5 | 1,5 | 1,8 |
| $I_{ут max} / I_{ут min}$ | 2   | 3   | 3   | 3   |

У кабелей с пластмассовой защитной оболочкой (шлангом) дополнительным испытаниям повышенным выпрямленным напряжением подвергается защитная оболочка. Испытательное выпрямленное напряжение -10 кВ в течение 1 мин. подается между металлической оболочкой (экраном) и землей. При неуспешных испытаниях отыскивается место повреждения пластмассовой оболочки и выполняется ее ремонт.

На вертикальных участках кабелей напряжением 20...35 кВ с бумажной изоляцией контролируется осушение изоляции. Этот контроль осуществляется с помощью термометров, укрепленных на броне кабеля в верхней, средней и нижней частях вертикального участка. Разность показаний термометров более чем на 2...3°С свидетельствует о сильном осушении изоляции и начавшемся процессе ее пробоя. В этом случае вертикальный участок кабеля должен быть выведен из эксплуатации и заменен.

У одножильных кабелей, собранных в трехфазную группу, измеряется токораспределение. Неравномерность распределения токов по фазам должна быть не более 10%.

После отсоединения кабеля от оборудования, профилактических испытаний, монтажа или перемонтажа кабельных муфт должны быть проверены фазировка кабеля и целостность его жил. Сущность фазировки заключается в проверке соответствия фаз *A*, *B* и *C* кабеля фазам *A*, *B* и *C*, например, распределительного устройства, к шинам которого подключается кабель после отсоединения.

Определение целостности жил выполняется мегаомметром. Измерения сопротивления проводят между каждой парой фаз с одного конца кабеля. Жилы кабеля на другом конце

замыкаются между собой. При целых жилах кабеля мегаомметр при всех измерениях должен показать нулевое сопротивление.

**Задание к работе:** Составить технологическую карту технического обслуживания кабельных линий по аналогии. (Для выбора инструментов и приспособлений пользоваться справочником)

| № п-п | Вид работ | Срок проведения | Инструменты и приспособления |
|-------|-----------|-----------------|------------------------------|
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |

**Порядок выполнения работы:**

1. Изучить инструкцию к практической работе.
2. Изучить информационный и презентационный материал.
3. Составить технологическую карту основных работ ТО КЛ.
4. Составить отчет.

**Содержание отчета:**

1. Тема.
2. Цель.
3. Материальное обеспечение.
4. Выполненная технологическая карта.
5. Ответы на вопросы.

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Какие сроки проведения технического обслуживания кабельных линий, проложенных открыто, в земле?
2. Когда проводятся внеочередные осмотры КЛ?
3. Назовите допустимую температуру нагрева для кабелей с различной изоляцией.
4. На что влияет перегрев кабельных линий?
5. Назовите допустимую токовую нагрузку для кабелей с различной изоляцией

**Практическая работа № 7 Тема: Проведение межремонтного технического обслуживания осветительных электроустановок согласно технологическим картам**

**Цель:** Научиться правильности составления технологической карты на техническое обслуживание осветительных электроустановок.

**Материальное обеспечение:** Информационный и презентационный материал, рабочие тетради.

**Задание к работе:** Составить технологическую карту обслуживания осветительных установок по аналогии.

| № п-п | Вид работ | Срок проведения | Инструменты и приспособления |
|-------|-----------|-----------------|------------------------------|
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |

**Порядок выполнения работы:**

1. Изучить инструкцию к практической работе.
2. Изучить информационный и презентационный материал.
3. Составить технологическую карту ТО осветительных установок.
4. Составить отчет.

**Содержание отчета:**

1. Тема.
2. Цель.
3. Материальное обеспечение.
4. Выполненная технологическая карта.
5. Ответы на вопросы.

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Что включает в себя эксплуатация осветительных установок?
2. Какие приспособления используются для осмотра осветительных установок при высоте подвеса более 4,5 м?
3. Запишите основное правило эксплуатации осветительных установок.
4. Какая документация заполняется при эксплуатации осветительных установок?
5. Какие документы определяют сроки ТО осветительных установок?

**Тема 3. Техническое обслуживание пускорегулирующей аппаратуры и распределительных устройств**

**Практическая работа № 8 Тема: Составление технологических карт по техническому обслуживанию пускорегулирующей аппаратуры.**

**Цель:** Научиться правильности составления технологической карты на техническое обслуживание пускорегулирующей аппаратуры.

**Материальное обеспечение:** Информационный и презентационный материал, рабочие тетради.

**Общие теоретические положения:**

В период между ремонтами проводится техническое обслуживание электроустройств, которое представляет собой комплекс операций или операцию по поддержанию

работоспособности или исправности устройства при пользовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании. Устройство при этом не разбирается.

В типовой объем работ по техническому обслуживанию магнитных пускателей входят: очистка от пыли и грязи, смазка трущихся частей, ликвидация видимых повреждений, затяжка крепежных деталей, очистка контактов от пыли и напылов, проверка исправности кожухов, оболочек, корпусов, проверка работы сигнальных и заземляющих устройств.

При эксплуатации пускорегулирующую и защитную аппаратуру периодически проверяют и регулируют, заменяя вышедшие из строя узлы. Периодичность осмотров и профилактики устанавливается инструкциями, разрабатываемыми инженерными службами предприятия. В них учитывают характер производства, род установки, требование к надежности энергообеспечения и т.д. Для коммутационной аппаратуры важно состояние электрических контактов. Оксидная пленка контактных поверхностей ухудшает контакт и вызывает дополнительный нагрев. Кроме того, в результате возникновения дуги появляются напылы на контактах, которые препятствуют получению линейного контакта по всей плоскости, что также приводит к потерям электрической энергии. Поэтому периодически необходимо удалять напильником оксидную пленку и напылы с контактов. Не допускается зачищать контакты наждачной бумагой, так как кристаллы наждака врезаются в медные контакты и увеличивают их сопротивление. При сильном обгорании контактов их заменяют новыми. Проверяют работу магнитной системы и подвижных частей. Подвижная система должна иметь легкий ход без заеданий. При нормальной работе включенного контактора создается равномерное легкое гудение магнитной системы. Сильное гудение и дребезжание указывают на неисправности аппарата, причинами которых могут быть ослабление затяжки крепежных деталей, чрезмерное натяжение контактных пружин, повреждение короткозамкнутого витка, перекося якоря. Визуальный осмотр позволяет установить возможные механические повреждения.

Периодическая профилактика включает подтяжку винтовых креплений и регулировку натяжения контактов. Регулировку пружин контактов выполняют следующим образом. Устанавливают якорь пускателя и механически фиксируют его в притянутом состоянии (когда он плотно прилегает к сердечнику), между контактами закладывают тонкую полоску бумаги. В этом положении динамометром оттягивают контакт до момента, когда бумажку можно свободно вынуть. Нормальное натяжение контактов приводится в паспорте аппарата и справочниках. Следует помнить, что профилактические и регулировочные работы проводят только на отключенных от сети электроустановках. Во время эксплуатации электроустановок выходят из строя (перегорают) предохранители. Для их замены используют только калиброванные предохранители и плавкие вставки. Во избежание аварий и пожаров нельзя использовать случайные вставки из различных проволок. Профилактику и регулировку автоматических выключателей, их тепловых и электромагнитных расцепителей выполняют по графику, установленному на предприятии специалистами электролабораторий. После проверки автоматы пломбируют. Тиристорные контакторы не имеют механических подвижных частей и контактов, поэтому лишены перечисленных выше неисправностей. Однако при длительной эксплуатации контакторов ослабевают их резьбовые соединения, покрываются пылью радиаторы (охладители), что ухудшает теплоотдачу и вызывает дополнительный нагрев тиристорных. Поэтому при периодической профилактике очищают тиристорные контакторы от пыли и грязи и производят протяжку винтовых соединений. У тиристорных контакторов с водяным охлаждением, кроме того, периодически прочищают систему подачи охлаждающей жидкости. Периодичность такой профилактики и методы очистки приведены в инструкции по эксплуатации тиристорного контактора. В вышедшем из строя тиристорном контакторе обычно заменяется силовой блок на исправный. Неисправный силовой блок «ремонтируют» в специализированных подразделениях по ремонту электронных устройств.

Плотность контактов отдельных ножей рубильника регулируется сжатием губок. При выключении рубильника все ножи должны одновременно выходить из губок, для чего нужно подобрать пружины мгновенного разрыва одинаковых размеров; при ослаблении пружины нужно ее несколько укоротить или заменить. При разработке отверстий ножей их нужно рассверлить, запрессовать в них втулки, точно пригнанные по диаметру валика.

В масляных выключателях масло со временем засоряется и от нагрева теряет свои изоляционные качества. Поэтому масло необходимо подвергать периодическому анализу в лаборатории и очищать на специальном сепараторе и фильтрах не реже одного раза в год. При окислении и обгорании контактов пусковых реостатов производится их зачистка или замена.

Соединение концов сопротивлений с контактными болтами производится либо путем непосредственного примыкания, либо через промежуточный гибкий провод, который припаивается к концу спирали элемента.

Для уменьшения переходного сопротивления перегоревших спиралей применяется паяльная паста, наносимая на место контакта или обрыва. При включении спирали в сеть паста расплавляется и покрывает концы, после чего соединение концов перегоревшей спирали нужно производить с помощью болтового зажима или холодной пайкой.

Контроллеры подвергаются ежедневному осмотру и уходу. Усилие нажатия пальцев контроллеров на сегменты должно быть в пределах 1,4-2,2 кг. Касание контактов должно быть плотным по всей длине сегмента и не менее чем на его ширины.

При регулировке контактов барабанных контроллеров нажатие сухарей контактных пальцев на сегменты производят с помощью гаек. Величина дополнительного хода сухаря (2-3 мм) и сход его с сегмента регулируется винтом.

Для проверки усилия нажатия сухарей контактных пальцев на сегмент обычно применяют пружинный динамометр, один из крючков которого закрепляют за винт крепления сухаря, а между сухарем и сегментом прокладывают полоску бумаги.

Проверять и налаживать тепловые реле рекомендуется в лаборатории, используя специальные электрические устройства. Проверку реле начинают с внешнего осмотра: проверяют наличие пломб, целостность кожуха и плотность прилегания его к цоколю, состояние уплотнений, очистка реле.

После снятия кожуха приступают к внутреннему осмотру: очищают детали, проверяют затяжку винтов, гаек, крепящих пружин, контакты, подпятники, магнитопроводы; проверяют надежность внутренних соединений; регулируют механическую часть реле; контакты тщательно очищают и полируют воронилом (пользоваться надфилем или абразивными материалами нельзя).

Далее измеряют сопротивление изоляции мегаомметром 1000 В между электрическими частями реле и корпусом, которое должно быть не менее 10 МОм, проверяют уставки. Если обнаружены дефекты, выходящие за возможность устранения их в лаборатории, реле заменяют новым.

Магнитные пускатели и контакторы проверяют и налаживают по следующей программе: внешний осмотр, регулировка магнитной системы; регулировка контактной системы, проверка сопротивления изоляции токоведущих частей.

При внешнем осмотре контакторов и магнитных пускателей в первую очередь обращают внимание на состояние главных и блокировочных контактов, магнитной системы, проверяют наличие всех деталей контактора: немагнитной прокладки у контактора постоянного тока, крепежных болтов, гаек, шайб, короткозамкнутого витка у контакторов переменного тока, дугогасительных камер.

Легкость хода контактора проверяют путем замыкания его от руки. Ход магнитной системы должен быть плавным, без толчков и заеданий.

При протекании тока по катушке контактор переменного тока должен издавать лишь слабый шум. Сильное гудение контактора может указывать на неправильное крепление якоря или сердечника, повреждение короткозамкнутого витка, охватывающего сердечник, или на неплотное прилегание якоря к сердечнику электромагнита. Для устранения чрезмерного гудения подтягивают винты, крепящие якорь и сердечник.

Плотность прилегания якоря к сердечнику проверяют следующим образом. Подкладывают между якорем и сердечником листок бумаги и замыкают контактор от руки. Площадь соприкосновения должна составлять не менее 70% сечения магнитопровода, при меньшей площади соприкосновения дефект устраняют правильной установкой сердечника и якоря. При образовании общего зазора шабруют поверхность вдоль слоев листовой стали магнитной системы.

По мере работы контактора постоянного тока может происходить истирание немагнитной прокладки, что уменьшает зазор и способствует прилипанию якоря к сердечнику, поэтому при значительном износе прокладку заменяют на новую.

Контактная система является наиболее ответственной частью контакторов магнитных пускателей, поэтому на ее состояние должно быть обращено особое внимание. В замкнутом состоянии контакты должны касаться друг друга нижними частями, образуя линейный контакт по всей ширине контакта без просветов. Наличие на контактной поверхности наплывов или застывших кусочков металла увеличивает контактное сопротивление (а следовательно, и потери в контактах) более чем в 10 раз. Поэтому при обнаружении наплывов необходимо удалить их напильником. Зачистка наждачной бумагой и смазка контактной поверхности не допускается.

Кроме того, в особо ответственных контакторах и магнитных пускателях определяют начальную и конечную силы нажатия главных контактов. Начальное нажатие — сила, создаваемая контактной пружиной в момент соприкосновения контактов. Она характеризует упругость пружины. Конечная сила нажатия характеризует давление на контакты при полностью включенном контакторе и неизношенных контактах. Начальную и конечную силы нажатия определяют с помощью динамометра.

Сопротивление изоляции токоведущих частей контакторов и магнитных пускателей проверяют мегомметром на 500 или 1000 В. Значение сопротивления изоляции катушки не должно быть ниже 0,5 МОм.

Кроме указанных выше работ в программу наладки могут быть включены следующие:

- а) проверка отсутствия короткозамкнутых витков в катушке,
- б) проверка контакторов многократными включениями и отключениями,
- в) настройка тепловых реле магнитных пускателей.

#### 1. Разновременность замыкания и состояние главных контактов

Разновременность замыкания главных контактов магнитного пускателя можно устранить затяжкой хомутика, держащего главные контакты на валу. При наличии на контактах следов окисления, наплывов или застывших капель металла, контакты надо зачистить.

#### 2. Сильное гудение магнитной системы электромагнитного пускателя

Сильное гудение магнитной системы может привести к выходу из строя катушек пускателя. При нормальной работе пускатель издает лишь слабый шум. Сильное гудение пускателя свидетельствует о его неисправности.

Для устранения гудения пускатель надо отключить и проверить:

- а) затяжку винтов, крепящих якорь и сердечник,
- б) не поврежден ли короткозамкнутый виток, уложенный в прорезы сердечника. Так как через катушку протекает переменный ток, то и магнитный поток изменяет свое направление

и в какие то моменты времени становится равным нулю. В этом случае противодействующая пружина будет отрывать якорь от сердечника и возникнет дребезг якоря. Короткозамкнутый виток устраняет это явление.

в) гладкость поверхности соприкосновения обеих половин электромагнитной системы пускателя и точность пригонки их, так как в электромагнитных пускателях ток в обмотке сильно зависит от положения якоря. При наличии зазора между якорем и сердечником ток, проходящий через катушку больше номинального.

Для проверки точности соприкосновения между якорем и сердечником электромагнитного пускателя между ними можно подложить листок копировальной бумаги и листок тонкой белой бумаги и замкнуть пускатель от руки. Поверхность соприкосновения должна быть не менее 70% сечения магнитопровода. При меньшей поверхности соприкосновения этот дефект можно устранить правильной установкой сердечника электромагнитной системы пускателя. Если же образовался общий зазор, то необходимо шабровать поверхность вдоль слоев листовой стали магнитной системы.

### 3. Отсутствие реверса в реверсивных магнитных пускателях

Отсутствие реверса в реверсивных пускателях можно устранить подгонкой тяг механической блокировки

### 4. Прилипание якоря к сердечнику пускателя

Прилипание якоря к сердечнику происходит в результате отсутствия немагнитной прокладки или недостаточной ее толщины. Пускатель может не отключиться даже при полном снятии напряжения с катушки. Необходимо проверить наличие и толщину немагнитной прокладки или воздушный зазор.

### 5. При включении пускатель на становится на самоблокировку

Необходимо проверить состояние блокировочных контактов пускателя. Контакты во включенном положении должны плотно прилегать друг к другу и включаться одновременно с главными контактами пускателя. Зазоры блок-контактов (кратчайшее расстояние между разомкнутым подвижным и неподвижным контактом) не должны превышать допустимых значений. Необходимо произвести регулировку блок-контактов пускателя. Если провал блок-контакта становится меньше 2 мм, то блок-контакты надо заменить.

Своевременные испытания и регулировка электромагнитных пускателей позволяют заблаговременно избежать неполадок и повреждений.

**Задание к работе:** Составить технологическую карту технического обслуживания магнитных пускателей по аналогии. (Для выбора инструментов и приспособлений пользоваться справочником)

| № п-п | Вид работ | Срок проведения | Инструменты и приспособления |
|-------|-----------|-----------------|------------------------------|
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |

### **Порядок выполнения работы:**

1. Изучить инструкцию к практической работе.
2. Изучить информационный и презентационный материал.
3. Составить технологическую карту основных работ ТО магнитных пускателей.

4. Составить отчет.

**Содержание отчета:**

1. Тема.
2. Цель.
3. Материальное обеспечение.
4. Выполненная технологическая карта.
5. Ответы на вопросы.

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Какие сроки проведения технического обслуживания пускорегулирующей аппаратуры?
2. Какие операции производятся при техническом обслуживании пускорегулирующей аппаратуры?
3. На что влияет оксидная пленка на контактах пускорегулирующей аппаратуры?
4. Что выявляют при визуальном осмотре аппаратуры?

**Практическая работа № 9 Тема: Составление технологических карт по техническому обслуживанию распределительных устройств.**

**Цель:** Научиться правильности составления технологической карты на техническое обслуживание распределительных устройств..

**Материальное обеспечение:** Информационный и презентационный материал, рабочие тетради.

**Общие теоретические положения:**

Обслуживание распределительных устройств дежурным персоналом заключается в надзоре за состоянием и работой оборудования, выполнении оперативных переключений в нормальных и аварийных условиях и в производстве мелких работ текущей эксплуатации.

При эксплуатации распределительных устройств высокого напряжения применяются различные виды обслуживания в зависимости от местных условий и требований по обеспечению надежной и бесперебойной работы электроустановки.

Техническое обслуживание распределительных устройств напряжением выше 1000В.

Эксплуатационный персонал, обслуживающий КРУ стационарного исполнения серий КСО-272, КСО-366, К-ХП, КРУ2-10 должен знать назначение отдельных частей КРУ и их взаимодействие во время работы. При обслуживании КРУ необходимо руководствоваться не только ПТЭ и ПТБ, но и инструкциями на КРУ и установленное в них оборудование.

Во время осмотра обращают внимание на: состояние помещения (исправность дверей, вентиляции, отопления, запоров); исправность сети освещения и заземления; наличие средств безопасности; уровень масла в цилиндрах выключателей; состояние изоляции, приводов, механизмов блокировки разъединителей, первичных разъединяющих контактов, механизмов доводки; состояние контактных соединений; наличие смазки на трущихся частях механизмов; надежность соединения рядов зажимов, переходов вторичных цепей на дверцы; плотность затяжки контактных соединений вторичных цепей; действие кнопок местного управления выключателей.

Вся изоляция КРУ рассчитана на напряжение 10 кВ и при эксплуатации при 6 кВ имеет повышенную надежность. При эксплуатации КРУ запрещается отвинчивать съемные детали шкафа, поднимать и открывать автоматические шторы руками при наличии напряжения.

Проверку исправности помещений РУ, дверей и окон; отсутствия течи в кровле и междуэтажных перекрытиях; исправности замков, средств безопасности, отопления, вентиляции, освещения, заземления; уровня и температуры масла в аппаратах, отсутствия течи в них; контактов, изоляции (трещины, запыленность и т. п.), ошиновки производят без отключения РУ:

1 раз в сутки — на объектах с постоянным дежурным персоналом;

не реже 1 раза в месяц — на объектах без постоянного дежурного персонала;

не реже 1 раза в 6 мес. — на РУ, совмещенных с трансформаторными подстанциями.

В выкатных КРУ для проведения работ отключают выключатель разъединителями, встроенными в КРУ, заземляют отходящую линию, устанавливают тележку в ремонтное положение и проверяют нижние разъединяющие контакты на отсутствие напряжения. Далее включают заземляющий разъединитель и устанавливают тележку в испытательное положение (если нет необходимости вести работы внутри шкафа). Смену предохранителей в шкафу трансформатора собственных нужд производят при снятой нагрузке.

Выкатка тележки с выключателем и установка ее в рабочее положение являются операциями по отключению и включению присоединения; они производятся только лицами, выполняющими оперативные переключения или под их руководством. Установка тележки в рабочее положение возможна только при отключенном заземляющем разъединителе.

В шкафах КРУ, где связь вторичных цепей выкатной тележки с корпусом осуществляется штепсельным разъемом, для правильного расположения вставки по отношению к колодке ее устанавливают так, чтобы штепсельное соединение было со стороны фасада шкафа и против него. На вставке и колодке наносят риски красного цвета. При полном сочленении разъема соединительную гайку навинчивают до положения, когда остается один виток разъема. При этом штырь входит в гнездо примерно на 6 мм, чем обеспечивается надежное сочленение разъема. Эксплуатация оборудования шкафов КРУ производится в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей.

## **Обслуживание распределительных устройств напряжением до 1000 В**

Широкое распространение в настоящее время получили РУ, выполненные из щитов одностороннего обслуживания Щ070. В номенклатуре Щ070 имеются линейные, вводные, секционные, специальные и комбинированные панели. Стыковочные стороны панелей одинаковы. При комплектации панелей в щит свободные торцы его закрывают.

Кроме панелей Щ070 применяют панели собственных нужд ПСН, силовые пункты с предохранителями СП и СПУ, распределительные пункты с автоматическими выключателями серии ПР-21 и ПР-9000, шкафы с автоматами «Электрон», силовые шкафы ШС, релейные шкафы ШР и др. Для осветительных установок специально изготавливают вводные шкафы ШВ, вводно-распределительные устройства ВРУ, щитки с установочными автоматами СУ-9400 и различные групповые и этажные щитки. Набор аппаратуры панелей и шкафов разнообразен и отображен в стандартных сетках схем заполнения.

Осмотр РУ напряжения до 1000 В осуществляют не реже 1 раза в 3 месяца или в сроки, предусмотренные местной инструкцией. При техническом обслуживании осматривают и очищают РУ от грязи и пыли, проверяют соответствия фактических условий работы аппаратов их номинальным техническим параметрам.

Для очистки аппаратов от грязи снимают кожух или крышку и сдувают пыль сжатым воздухом. Копоть и масляные пятна удаляют обтирочным материалом, смоченным уайт-спиритом или бензином.

У металлических корпусов и кожухов аппаратов места заземления осматривают и проверяют затяжку болтов или гаек.

Проверяют также крепления контактных соединений в аппаратах. Контакты, имеющие цвета побежалости, окисление или потемнение, разбирают, зачищают до металлического блеска шлифовальной шкуркой или надфилем, собирают и затягивают. Осматривают контактные поверхности ножей и губок рубильников. Несколькими включениями и выключениями ножей удаляют следы окислов с контактных поверхностей. Места подгорания, наплывы и брызги металла зачищают напильником с мелкой насечкой. Проверяют вхождение ножей в губки. Ножи должны входить одновременно, без перекосов, на полную ширину хода. Перекос ножей устраняют затягиванием болтов крепления. Щупом 0,05 мм проверяют степень соприкосновения ножей с губками. Щуп должен входить не более чем на У2 контактной поверхности.

Если прилегание неплотное, то его устраняют подгибанием губки или заменой контактной пружины. При наличии у рубильников специальных ножей проверяют состояние их пружин. Поврежденные пружины заменяют.

Осматривают изоляцию проводов силовых цепей и вторичной коммутации аппаратов. Участки проводов, имеющие повреждения, изолируют изоляционной лентой. При повреждении медной токопроводящей жилы провода заменяют новыми или спаивают припоем ПОС-30 или ПОС-40, при повреждении алюминиевой жилы провода заменяют новыми.

Детали уплотнения аппаратов осматривают, поврежденные заменяют новыми.

Магнитный пускатель включают вручную, убеждаются в свободном ходе подвижной системы, наличии контакта между подвижными и неподвижными контактами, отсутствии переносов контактной системы, исправности контактных пружин. Пружины, потерявшие упругие свойства или имеющие повреждения, заменяют.

Несколько раз включают и отключают автоматический выключатель вручную. Скорость включения и выключения выключателя не должна зависеть от скорости движения рукоятки или кнопок. Шарнирные механизмы смазывают маслом для приборов.

Установочные автоматы после каждого отключения ими тока короткого замыкания осматривают при снятой крышке, не ожидая очередного осмотра. Крышку максимального расцепителя без необходимости снимать не следует. В расцепителе нельзя переставлять регулировочные винты, подгибать или подпиливать биметаллические элементы и т. п. При обычных условиях выключатель следует осматривать со съемом крышки 1 раз в 6 мес.

При осмотре дугогасительных камер магнитных пускателей и автоматических выключателей удаляют обтирочным материалом, смоченным в уайт-спирите или бензине, копоть. Брызги металла на деионных решетках счищают надфилем.

Измеряют толщину металлокерамического слоя контактов. При толщине металлокерамического слоя менее 0,5 мм контакты заменяют.

Осматривают катушку магнитного пускателя, убеждаются в отсутствии повреждений внешнего покрытия обмотки, а также подтеканий покровного лака в результате перегрева.

Проверяют плотность посадки катушки на сердечник.

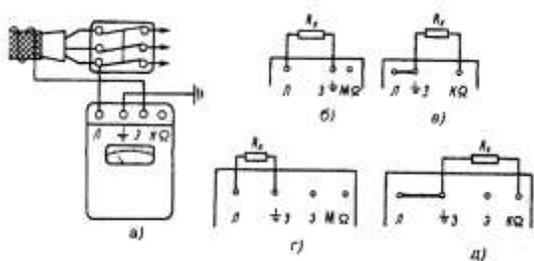


Рис. 8.1. Схемы измерения изоляции мегаомметрами:

а — включение мегаомметра М4100/5; б — М4100/1—4 на пределе «МЛ»; в — 4100/1—4 на пределе «КЛ»; г — М4100/5 на пределе «МП»; д — М4100/5 на пределе «КЛ»

Проверяют состояние магнитной системы и короткозамкнутого витка. Контактные поверхности магнитопровода очищают обтирочным материалом. Коррозию на других поверхностях магнитопровода удаляют шлифовальной шкуркой и покрывают лаком воздушной сушки. Осматривают нагревательный элемент. При короблении, выгорании металла или замыкании витков элемент подлежит замене. Биметаллическую пластину заменяют при деформации и обгорании. После замены нагревательного элемента или биметаллической пластины реле подключают к прибору или схеме, позволяющим плавно регулировать значение испытательного тока.

Далее осматривают изоляционные детали магнитных пускателей автоматических выключателей, пакетных выключателей и переключателей рубильников. Убеждаются в отсутствии сколов и трещин. У рубильников следы подгорания или перекрытия дугой на изоляционных панелях зачищают шлифовальной шкуркой и покрывают слоем бакелитового лака или клея БФ-2.

Сопrotивление изоляции электроустановок РУ измеряют мегаомметром в установленные сроки и вне очереди, если обнаружены дефекты. Измерения производят по секциям или участкам сети, разделенным двумя смежными предохранителями; за последним предохранителем, предварительно удалив из него плавкую вставку; между фазой и землей, а также между двумя фазовыми проводами.

При измерении в силовых цепях отключают электроприемники, аппараты, приборы, в осветительных — вывинчивают лампы, а штепсельные розетки, выключатели и групповые щитки оставляют присоединенными.

Перед измерением сопротивления электроустановки разряжают, т. е. касаются поочередно заземленным проводом каждой фазы, исключая возможность поражения работающих остаточным емкостным зарядом. Такую же разрядку делают после измерения.

Мегаомметры изготовляют на 500, 1000 и 2500 В. У прибора три зажима: З (земля), Э (экран), Л (линия). Для повышения точности измерения на изоляцию при необходимости накладывают электрод- экран и присоединяют его к зажиму Э.

Для проверки наличия или отсутствия напряжения в РУ, определения нулевого и фазового проводов используют индикатор напряжения УНН-10 или ИН-92 (рис. 17.6, а). Для обнаружения перегоревшего трубчатого или закрытого предохранителя индикатор следует подключить, как показано на рис. б а для проверки исправности защитного заземления или зануления — как показано на рис. в. Фазирование проводов с помощью индикатора выполняют, как изображено на рис. г.

**Задание к работе:** Составить технологическую карту технического обслуживания распределительных устройств напряжением до 1000В по аналогии. (Для выбора инструментов и приспособлений пользоваться справочником)

| № п-п | Вид работ | Срок проведения | Инструменты и приспособления |
|-------|-----------|-----------------|------------------------------|
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |

**Порядок выполнения работы:**

1. Изучить инструкцию к практической работе.
2. Изучить информационный и презентационный материал.
3. Составить технологическую карту основных работ ТО распределительных устройств.
4. Составить отчет.

**Содержание отчета:**

1. Тема.
2. Цель.
3. Материальное обеспечение.
4. Выполненная технологическая карта.
5. Ответы на вопросы.

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Какие сроки проведения технического обслуживания распределительных устройств напряжением выше 1000В?
2. Кто производит техническое обслуживание распределительных устройств ?
3. Перечислите виды работ при техническом обслуживании распределительных устройств напряжением выше 1000В.

**Практическая работа № 10 Тема: Проведение контрольных осмотров распределительных устройств**

**Цель:** Ознакомиться с порядком проведения контрольных осмотров распределительных устройств.

**Материальное обеспечение:** Информационный материал, рабочие тетради.

**Общие теоретические положения:**

Постоянно работающее энергетическое оборудование требует планомерного систематического осмотра квалифицированным персоналом. Осмотры проводятся по графику и в соответствии с инструкцией, утвержденной ответственными за эксплуатацию электрохозяйства.

Во время осмотров распределительных устройств РУ все замечания записываются в журнал дефектов и неполадок, доводятся до сведения руководителей энергопредприятия, которые принимают соответствующие меры по устранению выявленных нарушений в кратчайшие сроки.

Регулярные осмотры распределительных устройств без отключения оборудования проводятся в следующие сроки:

на объектах с постоянным дежурным - один раз в сутки и не реже одного раза в месяц в темноте для проверки наличия разрядов и коронирования;

на объектах без постоянного дежурного - не реже одного раза в месяц; на трансформаторных подстанциях - не реже одного раза в шесть месяцев.

Помимо плановых осмотров проводятся так называемые внеочередные осмотры после каждого происшедшего короткого замыкания. В зависимости от местных условий (сильные загрязнения, пыль, химические воздействия и т. п.) местные инструкции устанавливают сроки дополнительных осмотров. При осмотрах оборудования распределительных устройств особое внимание обращается на наличие средств безопасности (изолирующих штанг, подставок или бот, предупредительных плакатов, переносных заземлений), исправность сети заземления, уровень и температуру масла в аппаратах, состояние изоляторов (трещины,

разряды, пыль и т. д.), исправность сигнализации, целостность пломб у электросчетчиков и реле.

Кроме того, проверяется исправность дверей, окон, замков, отопления, вентиляции, освещения, отсутствие течи в кровле и перекрытиях и т. п.

Периодичность осмотра и чистки оборудования РУ напряжением до 1 кВ (щитки, сборки и другие аппараты) от пыли и загрязнений устанавливается местными инструкциями (но не реже одного раза в 3 месяца).

Капитальный ремонт РУ напряжением до 1 кВ производят не реже одного раза в 3 года, текущий - не реже одного раза в год. Во время капитального ремонта РУ напряжением до 1 кВ изоляцию элементов приводов выключателей, рубильников, разъединителей, вторичных цепей аппаратуры, силовых и осветительных проводок испытывают напряжением 1 кВ в течение 1 мин или мегаомметром на 2,5 кВ. Эксплуатация РУ напряжением выше 1000 В производится в соответствии с "Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей". Согласно требованиям техники безопасности в РУ должны быть постоянно в наличии переносные заземления, защитные средства и средства по оказанию первой помощи, а по согласованию с органами Госпожнадзора местной инструкцией устанавливается количество противопожарного инвентаря и средств тушения огня.

Воду из воздухоотборников и водомаслоуказателей необходимо спускать не реже одного раза в 3 суток при постоянном дежурстве, а продувать магистральные воздухопроводы в РУ и заменять заполнители фильтра - не реже одного раза в год.

Сроки проверки гасительных камер выключателей нагрузки и дугогасительных контактов устанавливаются местной инструкцией. Профилактические испытания аппаратуры распределительных устройств проводятся в сроки, указанные в "Правилах технической эксплуатации электрических станций и сетей", и обычно совмещаются со сроками капитального ремонта.

Во время эксплуатации вентильные и трубчатые разрядники подлежат профилактическим испытаниям не реже одного раза в 3 года. Вентильные разрядники для защиты вращающихся машин испытывают ежегодно.

Помимо общих очередных осмотров после каждой грозы производят осмотр всех разрядников. Ежегодно перед началом грозового сезона проверяют схемы грозозащиты в соответствии со сложившейся схемой электрических сетей к этому периоду.

Силовые кабельные линии, находящиеся в эксплуатации, также подлежат техническому обслуживанию и капитальному ремонту, направленным на обеспечение их надежной работы. Для каждой кабельной линии устанавливаются наибольшие допустимые токовые нагрузки, определяемые по участку трассы с наихудшими тепловыми условиями работы, если длина участка составляет не менее 10 м.

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

Необходимо соблюдать все требования "Правил устройств электроустановок" (ПУЭ) при сооружении кабельных коллекторов, туннелей и каналов и особо следить за состоянием кабельных коллекторов, туннелей и шахт, где находится большое количество кабелей, а также вентиляционных устройств кабельных сооружений. Температура воздуха внутри кабельных сооружений не должна превышать температуру наружного воздуха более чем на 10 °С.

На трассах кабельных линий напряжением до 10 кВ систематически производят обходы и осмотры в следующие сроки: кабели, проложенные в земле, - по местным инструкциям, но не реже одного раза в 3 месяца; концевые муфты, устанавливаемые на линиях напряжением

выше 1 кВ, - один раз в 6 месяцев; до 1 кВ - один раз в год; кабельные колодцы - два раза в год.

В периоды паводков и после дождевых ливней производят внеочередные осмотры кабельных линий.

Особое внимание уделяется кабелям, проложенным в районах прохождения электрифицированного транспорта. Не менее двух раз в течение первого года эксплуатации такой кабельной линии необходимо измерять уровни потенциалов и блуждающих токов, и если этот уровень приблизился к опасной величине, должны быть приняты меры, устраняющие это явление.

При эксплуатации аккумуляторных установок должны быть обеспечены их длительная надежная работа и необходимый уровень напряжения на шинах постоянного тока как в нормальных, так и в аварийных режимах.

Кислотные батареи должны работать без тренировочных разрядов и периодических уравнивающих перезарядов. Батареи дозаряжают один раз в 3 месяца источником постоянного тока напряжением 2,3 - 2,35 В на каждый элемент в течение не менее 6 ч. При применении выпрямительных устройств для подзаряда и заряда аккумуляторных батарей цепи переменного и постоянного тока соединяют через распределительный трансформатор.

Находящиеся в эксплуатации аккумуляторные батареи при наличии дежурного персонала осматривают один раз в сутки, а мастер или начальник подстанции - два раза в месяц. При отсутствии постоянного дежурного батареи осматривают по графику местной инструкции. Периодические осмотры конденсаторных установок всех напряжений производят: при мощности менее 500 квар - не реже одного раза в месяц, при мощности выше 500 квар - не реже одного раза в декаду. При осмотре конденсаторных установок обращается внимание на исправность ограждений и запоров, разрядных устройств, блокировок безопасности, наличие и качество защитных средств (разрядные штанги, боты, галоши) и средств тушения пожаров. Во время осмотра выявляют трещины на изоляторах, вспучивание стенок конденсаторных корпусов и следы вытекания пропитывающей жидкости (масла, совола и др.). При осмотрах проверяют целостность вставок предохранителей (внешним осмотром), ток и равномерность нагрузки по фазам, напряжение на шинах конденсаторной установки или сборных шинах ближайшего РУ.

Внеочередные осмотры производят при появлении треска (разряды), недопустимом повышении напряжения (более 10% от номинального) или температуры окружающей среды. При осмотре работающей батареи конденсаторов запрещается снимать или открывать ограждающие устройства. На каждой аккумуляторной установке следует вести журнал для записей осмотров и объемов проведенных работ.

Периодические осмотры трансформаторов без их отключения на подстанциях установлены "Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей". Их производят: при наличии постоянного дежурного - один раз в сутки; на необслуживаемых подстанциях - один раз в месяц; на трансформаторных пунктах - один раз в 6 месяцев.

Эти сроки могут быть изменены согласно местным инструкциям в зависимости от условий эксплуатации.

Внеочередные осмотры трансформаторов обязательны после каждого отключения в результате действия дифференциальной защиты и при резком изменении температуры окружающего воздуха.

При осмотрах трансформаторов обращают внимание на: показания термометров и мановакуумметров; уровень масла в расширителе; наличие масла в маслonaполненных вводах и отсутствие течи масла; состояние изоляторов, маслоохлаждающих, маслосборных и маслоочистительных устройств, сети заземления, а также шин, кабелей, контактных

соединений, пробивных предохранителей; исправность сигнализации.

Осмотры и проверки электропроводок освещения в соответствии с "Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей" устанавливаются в следующие сроки:

состояние аварийного освещения - один раз в 3 месяца;

соответствие расцепителей автоматов и плавких вставок предохранителей номинальным токам сети - один раз в год.

Чистка стекол световых проемов для помещений с незначительным выделением пыли, дыма, копоти предусматривается не реже двух раз в год, а со значительными загрязнениями - не реже четырех раз в год.

Смена и чистка светильников, смена перегоревших ламп и плавких вставок, ремонт сети выполняются электротехническим персоналом при снятом напряжении.

В процессе эксплуатации воздушные линии напряжением выше 1000 В должны подвергаться осмотрам, профилактическим измерениям и проверкам специально обученным персоналом.

Осмотры воздушных линий производят не реже одного раза в год. При этом обращают внимание на то, чтобы не было:

обрывов и оплавлений отдельных проволок или посторонних предметов на проводах и тросах;

боя, ожогов и трещин на изоляторах.

Кроме того, проверяют:

Состояние опор, а на металлических опорах - наличие всех креплений;

целость 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 в случае падения деревья, строения или другие посторонние предметы.

За тем, чтобы в охранной зоне без согласования не велись строительные работы, необходимо следить постоянно.

Все выявленные дефекты должны быть зафиксированы в листке обхода, а дефекты, которые могут вызвать аварию, срочно устраняют.

Внеочередные осмотры воздушных линий производят при появлении гололеда, во время ледохода и разлива рек, при лесных и степных пожарах и других экстремальных ситуациях. Кроме того, осмотры производят после автоматического отключения ВЛ, в том числе и при ее успешном повторном включении.

Верховой осмотр ВЛ без отключения производят не реже одного раза в 3 года.

Эксплуатация воздушных линий напряжением до 1000 В заключается в периодических осмотрах, проверках и измерениях отдельных элементов линии. Эти работы производят 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.

Инженерно-технический персонал один раз в год производит контрольный осмотр ВЛ напряжением до 1000 В. Внеочередные осмотры проводятся при наступлении гололеда,

тумана, ледохода, разлива рек, а также после каждого автоматического отключения. Ночной осмотр линий электропередачи без отключения напряжения проводится 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 производят замеры величин напряжения в начале и конце линии, а также на основных ответвлениях к потребителям. Величину тока по фазам замеряют два раза в год, а также после каждого изменения схемы с целью определения асимметрии нагрузок по фазам. При производстве осмотра оборудования после работы защиты, автоматики в первую очередь осматривается оборудование, которое входило в зону действия сработавшей защиты.

Особое внимание при осмотре должно быть уделено:

- положению и состоянию коммутационных аппаратов (выключателей, короткозамыкателей, отделителей);
- состоянию маслонеполненных аппаратов (трансформаторов тока и напряжения, силовых трансформаторов);
- состоянию разъединителей, в/ч конденсаторов и в/ч заградителей;
- состоянию опорной, проходной и подвесной изоляции;
- состоянию ошиновки, систем шин, разрядников;
- состоянию проводов и изоляторов ВЛ в пределах видимости с территории подстанции;
- состоянию клеммных ящиков, кабельных каналов и кабелей вторичной коммутации;
- проверке работоспособности устройств телемеханики;
- обнаружению следов проникновения животных и посторонних лиц на территорию подстанции и следов их незаконной деятельности

**Задание к работе:** Изучить информационный и презентационный материал и ответить на вопросы.

**Порядок выполнения работы:**

1. Изучить инструкцию к практической работе.
2. Изучить информационный и презентационный материал.
3. Ответить на вопросы.
4. Составить отчет.

**Содержание отчета:**

1. Тема.
2. Цель.
3. Материальное обеспечение.
4. Ответы на вопросы.

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Когда проводятся контрольные осмотры распределительных устройств, конденсаторных установок, трансформаторов?
2. На что в первую очередь обращают внимание во время контрольных осмотров?
3. Какие защитные средства и средства по оказанию первой помощи должны быть в распределительных устройствах?
4. Назовите сроки проведения контрольных осмотров конденсаторных установок.
5. Для чего производят ночной осмотр распределительных устройств?
6. Перечислите виды работ после срабатывания защиты на распределительных устройствах.

## Практическая работа № 11 Тема: Заполнение рабочей документации по техническому обслуживанию распределительных устройств

**Цель:** Изучить виды рабочей документации по техническому обслуживанию распределительных устройств правильности ее заполнения.

Материальное обеспечение: Информационный и презентационный материал, рабочие тетради.

### **Общие теоретические положения:**

На ПС и в РУ на рабочих местах оперативного персонала должна иметься следующая документация:

#### **- оперативная схема, а при необходимости и схема-макет;**

Для потребителей, имеющих простую и наглядную схему электроснабжения, достаточно иметь однолинейную схему первичных электрических соединений, на которой не отмечается фактическое положение коммутационных аппаратов;

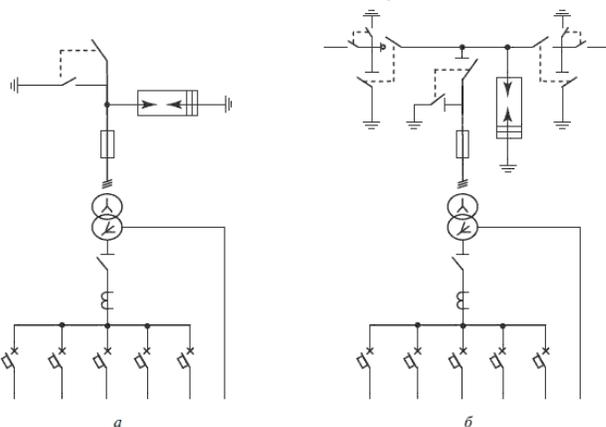


Рис. 1.3. Схема однотрансформаторной KTP мощностью от 25 до 250 кВ·А:

а – KTP тупиковая; б – KTP проходная

#### **- оперативный журнал;**

Организация и порядок переключений в электроустановках

Все переключения на ПС и ЭС выполняются в соответствии с инструкциями объекта электроэнергетики.

Переключения в электроустановке разрешается выполнять оперативному персоналу, знающему ее схему, расположение оборудования и устройств РЗА, обученному правилам выполнения операций с коммутационными аппаратами и ясно представляющему последовательность переключений, прошедшему проверку знаний правил технической эксплуатации, правил безопасности и производственных инструкций. Допуск к оперативной работе разрешается после дублирования на рабочем месте.

Не допускается выполнение переключений (даже отдельных операций) лицам, не имеющим на это права.

Список лиц, допущенных к проведению переключений (с указанием, на каких электроустановках), а также список лиц административно-технического персонала, контролирующего выполнение переключений, утверждается руководителем объекта электроэнергетики.

Организация и порядок переключений в электроустановках в том числе при ликвидации технологических нарушений, вводе в работу нового электрооборудования, выводу в ремонт, проведении испытаний, операций с коммутационными аппаратами и т.п. должен производиться в соответствии с СТО 70238424.29.240.10.004-2011.

**- журнал учета работ по нарядам и распоряжениям;**

Журнал проверки знаний «ПТЭ электроустановок потребителей» и «ПТБ при эксплуатации электроустановок потребителей»

| Фамилия, имя, отчество, занимаемая должность и стаж работы в этой должности                   | Дата предыдущей проверки, оценка знаний и группа по электробезопасности | Дата и причина проверки | Общая оценка знаний, группа по электробезопасности и заключение комиссии | Подпись проверяемого лица | Дата следующей проверки |
|---|---|-------------------------|--|---------------------------|-------------------------|
| 1. Сидоров Александр Иванович, электромонтер по ремонту электрооборудования,<br>5 мая 1960 г. | 20.05.85, хорошо, IV гр., до и выше 1000 В                              | 14.05.86, очередная     | Хорошо, IV гр., до и выше 1000 В, разрешается работать на высоте         |                           | 14.05.87                |

Председатель комиссии \_\_\_\_\_  
(занимаемая должность, подпись, фамилия, инициалы)

Члены комиссии: \_\_\_\_\_  
(занимаемая должность, подпись, фамилия, инициалы)

**ФОРМА УДОСТОВЕРЕНИЯ О ПРОВЕРКЕ ЗНАНИЙ**

**Удостоверение о проверке знаний «ПТЭ электроустановок потребителей» и «ПТБ при эксплуатации электроустановок потребителей»**

Стр. 2

Министерство \_\_\_\_\_

—  
организация, предприятие

—  
Удостоверение № \_\_\_\_\_

Тов. \_\_\_\_\_

Должность \_\_\_\_\_

Допущен к работе в электроустановках напряжением \_\_\_\_\_

Цеха, отдела \_\_\_\_\_

В качестве \_\_\_\_\_

---

Дата выдачи

---

М. П. Лицо, ответственное за электрохозяйство  
предприятия \_\_\_\_\_  
(подпись)

---

**Результат проверки знаний**

| Дата | Причина проверки | Номер записи в журнале | Общая оценка, группа по электробезопасности | Подпись председателя комиссии |
|------|------------------|------------------------|---|-------------------------------|
|------|------------------|------------------------|---|-------------------------------|

**Свидетельство на право проведения специальных работ**

| Дата | Наименование работ | Подпись председателя комиссии |
|------|--------------------|-------------------------------|
|------|--------------------|-------------------------------|

**Памятка**

Лица, нарушившие Правила или инструкции, подвергаются дополнительной внеочередной проверке. Без печати, отметок о результатах проверки, подписей председателя квалификационной комиссии и лица, ответственного за электрохозяйство предприятия, а также при истечении срока очередной проверки удостоверение недействительно. При исполнении служебных обязанностей удостоверение должно находиться у работника.

**ФОРМА НАРЯДА-ДОПУСКА И УКАЗАНИЯ ПО ЕГО ЗАПОЛНЕНИЮ**

Предприятие \_\_\_\_\_ Лицевая сторона наряда  
подразделение \_\_\_\_\_ Для работ в электроустановках  
Наряд-допуск № \_\_\_\_\_

Ответственному руководителю работ

Допускающему \_\_\_\_\_, производителю работ

Наблюдающему \_\_\_\_\_ с членами  
бригады \_\_\_\_\_  
поручается

Работу начать: дата \_\_\_\_\_ время \_\_\_\_\_

Работу закончить: дата \_\_\_\_\_ время \_\_\_\_\_

**Работу выполнить: со снятием напряжения, без снятия напряжения на токоведущих частях и**

вблизи них; вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением (ненужное зачеркнуть)

Таблица 1. **Меры по подготовке рабочих мест**

| Наименование электроустановок, в которых нужно произвести отключения и наложить | Что должно быть отключено и где заземлено |
|---|---|
|---|---|

заземления

Отдельные указания

---



---

Наряд выдал: дата \_\_\_\_\_ время \_\_\_\_\_ подпись \_\_\_\_\_ фамилия \_\_\_\_\_

Наряд продлил по: дата \_\_\_\_\_ время \_\_\_\_\_

Подпись \_\_\_\_\_ Фамилия \_\_\_\_\_ Дата \_\_\_\_\_ Время \_\_\_\_\_

Таблица 2. **Разрешение на допуск**

|  |                |                                    |                          |
|--|----------------|------------------------------------|--------------------------|
| Разрешение на<br>подготовку<br>рабочих мест и на<br>допуск к работе<br>получил | Дата,<br>время | От кого<br>(должность,<br>фамилия) | Допускающий<br>(подпись) |
|--|----------------|------------------------------------|--------------------------|

**Оборотная сторона наряда**

Рабочие места подготовлены. Под напряжением остались:

---



---



---



---



---

Допускающий \_\_\_\_\_ Ответственный руководитель работ \_\_\_\_\_  
(подпись) (подпись)

Таблица 3. **Ежедневный допуск к работе и ее окончание**

| Бригада проинструктирована допущена на подготовленное рабочее место |             |              |                     | Работа закончена, бригада удалена |   |                               |
|---|-------------|--------------|---------------------|-----------------------------------|---|-------------------------------|
| Наименование рабочих мест   | Дата, время | Подписи      |                     | Дата, время                       | О снятии заземлений, наложенных бригадой, сообщено (кому) | Производитель работ (подпись) |
|   |             | допускающего | производителя работ |                                   |   |                               |
| 1   | 2           | 3            | 4                   | 5                                 | 6   | 7                             |
|   |             |              |                     |                                   |   |                               |

Таблица 4. **Изменения в составе бригады**

| Введен в состав бригады | Выведен из состава бригады | Дата, время | Разрешил (подпись) |
|-------------------------|----------------------------|-------------|--------------------|
|                         |                            |             |                    |
|                         |                            |             |                    |
|                         |                            |             |                    |

Работа полностью закончена, бригада удалена, заземления, наложенные бригадой, сняты,

сообщено (кому)

---

---

(должность, фамилия)

Дата \_\_\_\_\_ Время \_\_\_\_\_ Производитель работ \_\_\_\_\_

(подпись)

Ответственный руководитель работ \_\_\_\_\_

(подпись)

### **Указания по заполнению наряда-допуска**

1. Записи в наряде должны быть разборчивыми. Исправление текста запрещается.
2. Система нумерации нарядов устанавливается лицом, ответственным за электрохозяйство предприятия.
3. В не подлежащих заполнению графах таблиц следует ставить знак Z, а в строках делать прочерк.
4. В строке «дата» указываются число, месяц и две последние цифры обозначающие год, например 02.11.81, 24.04.85.
5. Вместе с фамилиями лиц, указываемых в наряде, вписываются их инициалы а допускающего, ответственного руководителя, производителя работ наблюдающего и членов бригады, кроме того, вписываются их группы по электробезопасности.
6. В наряде должны указываться диспетчерские наименования электроустановок, присоединений, оборудования.  
Лицевая сторона наряда.
7. В строке «Подразделение» указывается структурное подразделение предприятия (цех, служба, участок), где выдается наряд.
8. В строке «Ответственному руководителю работ», если выполнение работы предусмотрено без него, называется «не назначается».  
В строке «Допускающему» указывается фамилия допускающего из оперативного персонала.  
В строке «с членами бригады» указывается пофамильно состав бригады кроме производителя работ или наблюдающего.  
Фамилии пишутся в именительном падеже. В случае недостатка строк следует прикалывать к наряду список членов бригады за подписью лица, выдающего наряд, о чем должно быть записано в последней строке «См. дополнительный список».
9. В строках «поручается» указывается наименование электроустановок и присоединений, где предстоит работать, содержание работы; для ВЛ указываются наименование линии и граница участка, где предстоит работать (номера опор на которых или между которыми, включая их, будет производиться работа, отдельные пролеты), а также наименование цепи, а при пофазном ремонте и расположении фазы на опоре.
10. В строке «Работу закончить» указываются дата и время окончания работы по данному наряду (независимо от окончания всей работы в целом).
11. При работе в электроустановках подстанций и на КЛ в табл. 1 указываются;  
в графе 1 - наименование электроустановок, в которых необходимо произвести отключения и наложить заземления;  
в графе 2 - наименования коммутационных аппаратов, которые должны быть отключены, и места, где должны быть наложены заземления, установлены ограждения.
12. При работе на ВД в табл. 1 указываются:  
в графе 1 - наименование линий цепей, проводов, записанные в строке «поручается», а также наименование других ВЛ или цепей, подлежащих отключению и заземлению в связи с выполнением работ на ремонтируемой ВЛ или цепи;

в графе 2 - для ВЛ, отключаемых и заземляемых допускающим,- наименования коммутационных аппаратов в РУ и на самой ВЛ, которые должны быть им отключены, и места наложения заземления.

В случае наложения заземлений на опорах следует указывать номера опор. В этой же графе должны быть указаны номера опор или пролеты, где накладываются заземления на провода и тросы на рабочем месте в соответствии с пп. Б2.3.42 - Б2.3.45, Б2.3.48, Б2.3.50, Б2.3.51 настоящих Правил.

Если места наложения заземлений при выдаче наряда определить нельзя или работа будет производиться с перестановкой заземлений, в графе указывается «Заземлить на рабочих местах».

В графе 2 должны быть указаны также места, где накладываются заземления на ВЛ, пересекающейся с ремонтируемой или проходящей вблизи нее.

Если эти ВЛ эксплуатируются другим предприятием, в строке «Отдельные указания» должно быть указано о необходимости проверки заземлений, наложенных персоналом этого предприятия.

13. В табл. 1 должны быть внесены те отключения, которые нужны для подготовки непосредственно рабочего места. Переключения, выполняемые в процессе подготовки рабочего места, связанные с изменением схем, в таблицу не вносятся (например, перевод присоединений с одной системы шин на другую, перевод питания участка сети с одного источника питания на другой и т.п.).

В электроустановках, где подготовку рабочего места выполняет допускающий из оперативно-ремонтного персонала, в табл. 1 допускается вносить все поручаемые ему операции, а также указывать и другие меры по подготовке рабочих мест (например, проверка отсутствия напряжения, установка ограждений токоведущих частей и т.п.) в соответствии с местными инструкциями по производству оперативных переключений, утвержденными лицом, ответственным за электрохозяйство.

В нарядах, по которым отключения и наложения заземлений для допуска не требуется, в графе 1 табл. 1 записывается: "Без отключения и наложения заземлений".

Если число строк табл. 1 не позволяет перечислить все меры по подготовке рабочих мест, допускается прикладывать к наряду дополнительную таблицу, подписанную выдающим наряд, о чем должно быть записано в последней строке основной таблицы «См. дополнительный список».

В строках «Отдельные указания» фиксируются:

этапы работы или отдельные операции, которые должны выполняться под непрерывным надзором ответственного руководителя работ (п. Б2.2.10 настоящих Правил);

разрешение на временное снятие заземлений (п. Б2.3.39);

назначение лиц, ответственных за безопасное перемещение грузов кранами (п. Б3.9.3);

оставшиеся под напряжением провода, тросы ремонтируемой линии, ВЛ, с которыми пересекается ремонтируемая линия в пролетах, где выполняются работы, указанные в п. Б2.1.34;

указание о том, что ремонтируемая линия находится в зоне наведенного напряжения от другой ВЛ.

Выдающему наряд разрешается по его усмотрению вносить в эти строки и другие указания, связанные с выполняемой работой.

В строках «Наряд выдал» и «Наряд продлил» выдающий наряд указывает дату и время его подписания.

Табл. 2 заполняется при первичном допуске допускающим из оперативного персонала либо производителем работ, совмещающим обязанности допускающего.

При временном включении ремонтируемой электроустановки табл. 2 заполняется перед каждым повторным допуском.

Табл. 2 не заполняется при допусках, выполняемых дежурным, а также в тех случаях, когда допускающему из оперативно-ремонтного персонала, производителю работ, совмещающему обязанности допускающего, разрешен допуск сразу по прибытии на рабочее место.

Оборотная сторона наряда.

При работах в электроустановках электростанций, подстанций и на КЛ в строках «Рабочие места подготовлены. Под напряжением остались» допускающий указывает оставшиеся под напряжением токоведущие части ремонтируемого и соседних присоединений (или оборудование соседних присоединений), ближайшие к рабочему месту. Если таких частей нет, в этих строках следует писать «Не остались».

При работах на ВЛ в этих строках записываются токоведущие части, указанные выдающим наряд в строках «Отдельные указания», а при необходимости и другие токоведущие части. Допускающий и ответственный руководитель работ расписываются под строками «Рабочие места подготовлены. Под напряжением остались» только при первичном допуске.

В табл. 3 оформляются ежедневный допуск к работе и ее окончание, в том числе допуск с переводом на другое рабочее место, а также допуск и окончание работы при временном включении электроустановки.

Лицо, осуществляющее повторный допуск, расписывается в графе 3.

Графа 6 заполняется при работах, связанных с пробным включением электроустановок согласно п. Б2.2.41 настоящих Правил. В графе 6 указываются фамилия и должность лица, которому сообщено о временном окончании работы, снятии наложенных заземлений и удалении бригады.

Окончание работ, связанное с окончанием рабочего дня, производитель работ оформляет в графах 5 и 7 табл. 3.

В табл. 4 при вводе в бригаду или выводе из нее водителя механизма или крановщика указывается тип закрепленного за ним механизма или самоходного крана. В графе «Разрешил» расписывается (с указанием фамилии) лицо, выдавшее разрешение на изменение состава бригады.

При передаче разрешения по телефону, радио производитель работ в этой графе указывает фамилию лица, выдавшего разрешение на изменение состава бригады.

После полного окончания работ производитель расписывается в предназначенной для этого строке наряда, указывая при этом время и дату оформления. В соответствующей строке расписывается и ответственный руководитель работ после приемки им рабочего места. Если ответственный руководитель работ не назначался, производитель работ расписывается за него.

При оформлении в наряде полного окончания работы производитель работ это оформление выполняет только в своем экземпляре наряда, указывая должность и фамилию лица, которому он сообщил о полном окончании работ, а также дату и время сообщения.

Если бригада заземлений не накладывала, то слова «заземления, наложенные бригадой, сняты» из текста сообщения вычеркиваются.

Лицо, выдавшее наряд, производит контроль за правильностью оформления наряда в соответствии с п. Б2.2.51 и расписывается в конце его.

## *Приложение 2*

### **ВЕДЕНИЕ ОПЕРАТИВНОЙ СХЕМЫ И СХЕМЫ-МАКЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ**

1. На заготовленных, оперативных схемах электрических соединений электростанций и подстанций все коммутационные аппараты и стационарные заземляющие устройства графически изображаются в положении (включенном или отключенном), соответствующем

схеме нормального режима, утвержденной главным инженером электростанции или предприятия электрических сетей.

Оборудование новых присоединений, законченное и незаконченное монтажом, на которое напряжение может быть подано включением коммутационных аппаратов, считается действующим и наносится на оперативную схему.

2. На оперативных схемах и схемах-макетах отражаются все изменения положений коммутационных аппаратов, устройств релейной защиты и автоматики, а также места наложения переносных заземлений и включения заземляющих ножей. Изменения вносятся непосредственно после проведения тех или иных операций.

3. При сдаче дежурства персонал передает оперативную схему (схему-макет) электроустановки с обозначением на ней действительных положений коммутационных аппаратов, отключенных устройств релейной защиты и автоматики, а также заземляющих устройств.

4. Действительные положения коммутационных аппаратов, отключенных устройств релейной защиты и автоматики, а также заземляющих устройств обозначаются нанесением на оперативную схему условных знаков непосредственно на графическое обозначение аппарата или рядом с графическим обозначением соответствующего аппарата (устройства), если положение аппарата (устройства) было изменено. Условные графические обозначения (знаки) положений коммутационных аппаратов приведены на рис. 10.2.

Знаки наносятся карандашом, чернилами или пастой красного цвета.

Знак З! - устройство релейной защиты отключено - наносится рядом с графическим обозначением защищаемого оборудования (генератор, трансформатор, линия, сборные шины), знак А! - устройство автоматики отключено - наносится рядом с графическим обозначением выключателя, на который воздействует автоматическое устройство.

При снятии с оборудования переносного заземления, а также при включении в работу отключенного ранее устройства релейной защиты или автоматики соответствующие знаки на оперативной схеме перечеркиваются карандашом, ручкой (чернилами или пастой) темного цвета.

5. Не допускается исправление ошибочно нанесенных знаков. Ошибочные знаки обводятся кружком синего цвета, а рядом наносятся правильные знаки.

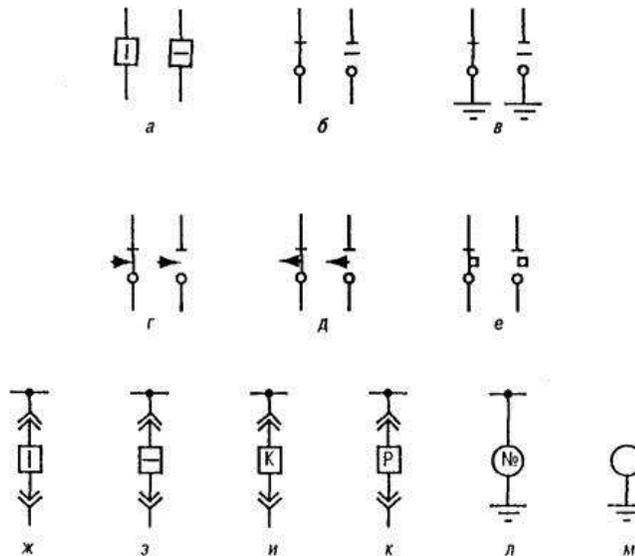
6. Срок действия оперативной схемы не ограничивается, новая оперативная схема составляется по мере необходимости.

7. Оперативная схема имеет порядковый номер. При сдаче дежурства оперативная схема подписывается сдающим и принимающим дежурство с указанием даты и времени.

8. При пользовании схемами-макетами ведение оперативных схем необязательно.

9. На схемах-макетах все изменения положений коммутационных аппаратов, устройств релейной защиты и автоматики, заземляющих устройств отражаются с помощью символов коммутационных аппаратов и навесных условных знаков. Порядок ведения схемы-макета электроустановки указывается в инструкции энергопредприятия.

10. Допускается ведение оперативной схемы на компьютере. Порядок ведения оперативной схемы на компьютере указывается в инструкции энергопредприятия.



**Рис. 10.2.** Условные графические обозначения положений коммутационных аппаратов на оперативной схеме:

*а* - выключатель; *б* - разъединитель; *в* - заземляющий нож; *г* - короткозамыкатель; *д* - отделитель; *е* - автоматический выключатель 0,4 кВ (включенное положение - слева, отключенное - справа); *ж* - выключатель КРУ включен; *з* - выключатель КРУ отключен; *и* - тележка выключателя в контрольном положении; *к* - тележка выключателя в ремонтном положении; *л* - переносное заземление (№ - его номер) наложено; *м* - переносное заземление снято

**Приложение 4**  
(рекомендуемое)

**ФОРМА БЛАНКА ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ**

**БЛАНК ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ № \_\_\_\_\_**

начало \_\_\_\_\_ ч \_\_\_\_\_ мин

Электростанция \_\_\_\_\_ дата \_\_\_\_\_ 200\_ г.

Подстанция \_\_\_\_\_

Исходная схема \_\_\_\_\_

Задание \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Последовательность производства операций при переключении

1. \_\_\_\_\_

2. \_\_\_\_\_

3. \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

*n* - 1 \_\_\_\_\_

*n* \_\_\_\_\_

Бланк заполнил \_\_\_\_\_

Бланк проверил \_\_\_\_\_

|                           |                             |
|---------------------------|-----------------------------|
| и переключение производит | и переключение контролирует |
| _____                     |                             |
| подпись                   | _____                       |
| подпись                   | подпись                     |
| _____                     |                             |
| подпись                   |                             |

**- журнал выдачи и возврата ключей от электроустановок;**

Ключи должны находиться на учете у оперативного персонала. При его отсутствии ключи могут быть на учете у административно-технического персонала. Ключи должны быть пронумерованы и храниться в запираемом ящике. Один комплект должен быть запасным. Ключи должны выдаваться под расписку:

работникам, имеющим право единоличного осмотра (в том числе оперативному персоналу), от всех помещений;

при допуске по наряду-допуску – допускающему из числа оперативного персонала, ответственному руководителю и производителю работ, наблюдающему – от помещений, в которых предстоит работать.

Подлежат возврату ежедневно по окончании осмотра или работы. При работе в электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала, ключи должны возвращаться не позднее следующего рабочего дня после осмотра или полного окончания.

Взаимоотношения оперативного персонала потребителей, обслуживающего указанные выше электроустановки, с диспетчером распределительных электросетей при переключении питания с одного источника на другой, а также при выводе в ремонт и включении в работу после ремонта питающих линий распределительных электросетей определяются инструкциями энергопредприятий. При этом операции с перекидным рубильником (или другим коммутационным аппаратом) допускается выполнять персоналу, обслуживающему электроустановку потребителя, по разрешению диспетчера распределительных электросетей ПЭС.

Отключение питающей линии распределительных электросетей для планового ремонта заранее согласовывается с потребителем, с тем чтобы потребитель мог своевременно обеспечить питание нагрузки от резервной электростанции.

На оперативной схеме диспетчера распределительных электросетей указываются места расположения всех электростанций потребителей, перечень которых периодически проверяется.

**- журнал учета, наложения и снятия заземлений;**

Переносные заземления нумеруются сквозной для всей электроустановки нумерацией и хранятся в определенных, отведенных для этой цели местах. На месте хранения каждого заземления указывается номер, соответствующий номеру, имеющемуся на переносном заземлении.

Включение заземляющих ножей и наложение переносных заземлений на оборудовании отражается на оперативной схеме (схеме-макете), а также в оперативном журнале.

Переносные заземления учитываются по номерам с точным указанием мест их нахождения. Для экономии времени на записи при сдаче дежурства рекомендуется пользоваться специальным штампом учета переносных заземлений (табл. 1), проставляемым в оперативном журнале.

Таблица 1

### Штамп учета переносных заземлений и запись о местах их нахождения

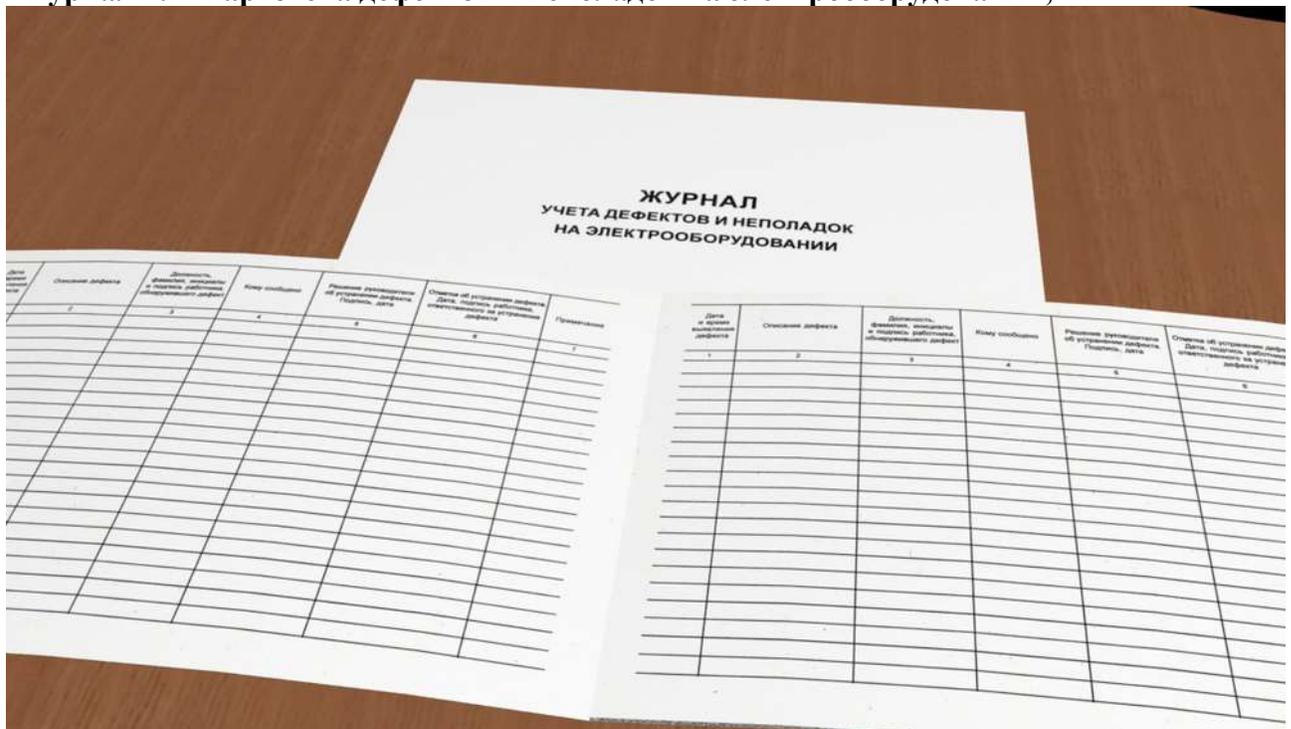
| Учет переносных заземлений |    |    |    |    |    |    |    |
|----------------------------|----|----|----|----|----|----|----|
| ГРУ                        | 1  | 2  | 3  | 4  | 5  | 6  | 7  |
|                            | 8  | 9  | 10 | 11 | 12 |    |    |
| РУ СН                      | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 |
|                            | 20 | 21 | 22 | 23 | 24 | 25 |    |
| РУ 10 кВ                   | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 | 32 |
|                            | 33 | 34 | 35 | 36 | 37 | 38 | 39 |
| РУ 110 кВ                  | 40 | 41 | 42 | 43 | 44 | 45 | 46 |
|                            | 47 | 48 | 49 | 50 | 51 | 52 | 53 |
|                            | 54 | 55 | 56 | 57 | 58 | 59 | 60 |

Заземления № 1, 2 - в ремонте.

Заземление № 40 установлено в ячейке 15 на КЛ5.

При выводе оборудования в ремонт и его заземлении первыми включаются стационарные заземляющие ножи, а затем (при необходимости) накладываются переносные заземления. При вводе оборудования в работу после ремонта сначала снимаются все переносные заземления и размещаются в местах хранения, а потом уже отключаются стационарные заземляющие ножи.

- журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики;
- журнал или картотека дефектов и неполадок на электрооборудовании;



Журнал учета дефектов и неполадок с электрооборудованием должен храниться на рабочих местах оперативного электротехнического персонала: на подстанциях, в распределительных устройствах или в помещениях, отведенных для обслуживающего электроустановки персонала.

Все замечания по работе электрооборудования заносятся в Журнал учета дефектов и неполадок с электрооборудованием, доводятся до сведения руководителей энергопредприятия, которые принимают соответствующие меры по устранению выявленных нарушений в кратчайшие сроки.



На рабочих местах должен иметься полный комплект необходимой документации, регламентированный ПТЭЭП.

Вся указанная НТД, а также диаграммы регистрирующих контрольно-измерительных приборов, ведомости показаний расчетных электросчетчиков, выходные документы, формируемые оперативно-информационным комплексом автоматизированных систем управления (АСУ), относятся к документам строгого учета и подлежат хранению в На рабочих местах должна также иметься следующая документация:

списки работников:

- имеющих право выполнения оперативных переключений, ведения оперативных переговоров, единоличного осмотра электроустановок и электротехнической части технологического оборудования;
- имеющих право отдавать распоряжения, выдавать наряды;
- которым даны права допускающего, ответственного руководителя работ, производителя работ, наблюдающего;
- допущенных к проверке подземных сооружений на загазованность;
- подлежащих проверке знаний на право производства специальных работ в электроустановках;

списки ответственных работников энергоснабжающей организации и организаций-субабонентов, имеющих право вести оперативные переговоры;

перечень оборудования, линий электропередачи и устройств РЗА, находящихся в оперативном управлении на закрепленном участке;

производственная инструкция по переключениям в электроустановках;

бланки нарядов-допусков для работы в электроустановках;

перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

В зависимости от местных условий (организационной структуры и формы оперативного управления, состава оперативного персонала и электроустановок, находящихся в его оперативном управлении) в состав оперативной документации может быть включена следующая документация:

журнал регистрации инструктажа на рабочем месте;

однолинейная схема электрических соединений электроустановки при нормальном режиме работы оборудования;

список работников, имеющих право отдавать оперативные распоряжения;

журнал по учету противоаварийных и противопожарных тренировок;

журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики и карты уставок релейной защиты и автоматики;

местная инструкция по предотвращению и ликвидации аварий;

перечень сложных оперативных переключений;

бланки переключений.

Объем оперативной документации может быть дополнен по решению руководителя Потребителя или ответственного за электрохозяйство.

Оперативную документацию периодически (в установленные в организации сроки, но не реже 1 раза в месяц) должен просматривать вышестоящий оперативный или административно-технический персонал и принимать меры к устранению обнаруженных недостатков.

Оперативная документация, диаграммы регистрирующих контрольно-измерительных приборов, ведомости показаний расчетных электросчетчиков, выходные документы, формируемые оперативно-информационным комплексом автоматизированных систем управления (далее - АСУ), относятся к документам строгого учета и подлежат хранению в установленном порядке.

установленном порядке.

**Задание к работе:** Изучить информационный и презентационный материал и заполнить наряд-допуск на работу и бланк оперативных переключений.

**Порядок выполнения работы:**

1. Изучить инструкцию к практической работе.
2. Изучить информационный и презентационный материал.
3. Заполнить наряд-допуск на работу и бланк оперативных переключений.
4. Составить отчет.

**Содержание отчета:**

1. Тема.
2. Цель.
3. Материальное обеспечение.
4. Заполненные бланки.
5. Ответы на вопросы.

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Перечислите основные документы при техническом обслуживании распределительных устройств?
2. Перечислите дополнительные документы при техническом обслуживании распределительных устройств?
3. Вычертите основные условные обозначения положения коммутационных аппаратов на оперативной схеме.
4. Кто ответственный за ключи от электрооборудования?
5. Какие графы включает в себя журнал для учета и наложения заземлений?
6. Какие графы включает в себя журнал учета дефектов и неполадок электрооборудования?

## **Тема 4. Техническое обслуживание трансформаторов и трансформаторных подстанций**

### **Практическая работа № 12 Тема: Проверка высоковольтных изоляторов.**

**Цель:** Ознакомиться с видами проверки высоковольтных изоляторов.

**Материальное обеспечение:** Информационный и презентационный материал, рабочие тетради.

**Общие теоретические положения**

Изоляторы используются в высоковольтных и низковольтных аппаратах, на распределительных и трансформаторных подстанциях и служат для изоляции и механического крепления частей электрических устройств.

Наиболее распространенным материалом для изоляторов на 6 -10 кВ является фарфор. В последние годы его стали заменять эпоксидными смолами.

Фарфоровые изоляторы делятся на опорные, проходные и аппаратные.

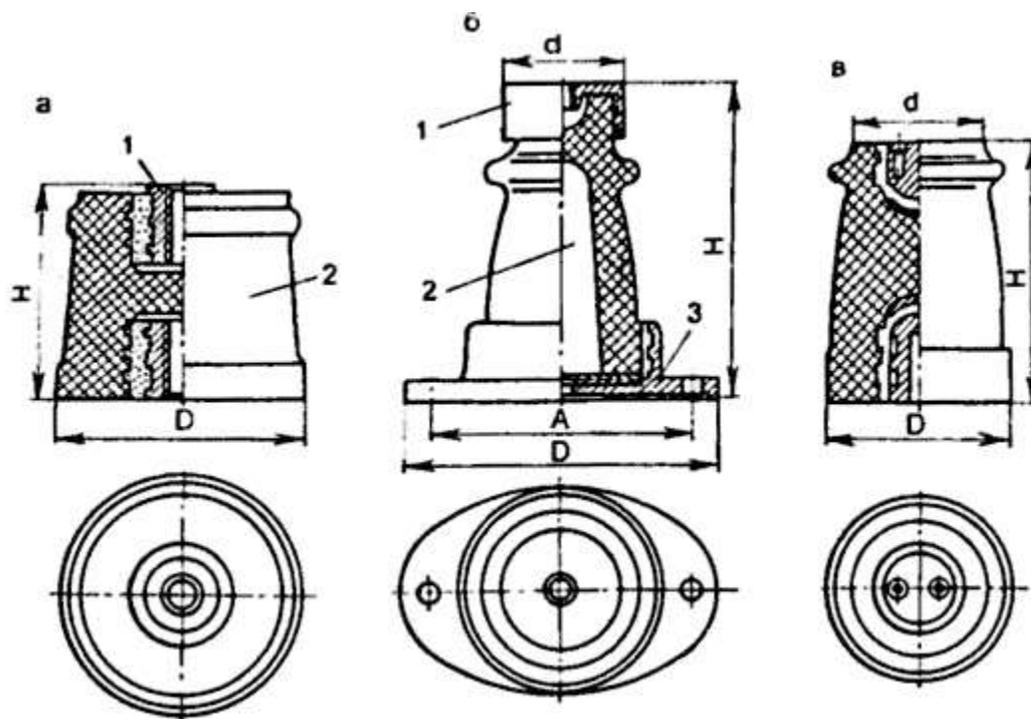


Рис. 11.1. Опорные изоляторы: а - ИО-1-375; б - ИО-10-375ов; в - ИО-10-375

Опорные изоляторы служат для крепления шин и отдельных частей аппаратов и изоляции их от заземленных конструкций и других элементов РУ. Опорный изолятор (рис. 11.1.) состоит из фарфорового полого корпуса 2, покрытого снаружи глазурью, верхней арматуры (колпачка) 1 для крепления шин и фланца 3. Металлические детали с антикоррозийным покрытием крепятся к фарфору цементирующим составом, а швы между фарфором и металлом покрываются водостойким лаком. Колпачки изоляторов имеют резьбовые отверстия, в которые закручивают крепежные детали при монтаже шин. Фланцы могут быть овальными, круглыми и квадратными.

Проходные изоляторы (рис. 11.2.) используют при прокладывании шины через стены, перегородки и перекрытия. Они состоят из фарфорового корпуса 1, в котором проходит токопроводящая шина 3, колпачков-держателей 4 (на концах корпуса) и фланца 2, армированного в середине корпуса. Проходные изоляторы на токи до 2000 А выпускаются с токопроводящей шиной из алюминия или меди, которая имеет на концах отверстия для соединения ее с токопроводами.

В электрических аппаратах используются специальные аппаратные изоляторы разнообразных конструкций.

При ремонте изоляторы (после их протирки) внимательно осматривают: не появились ли за межремонтный период на поверхности глазури трещины и сколы площадью более 1 см<sup>2</sup> и глубиной 1 мм, прочная ли армировка колпачков и фланцев. Изоляторы со сколами площадью до 1 см<sup>2</sup> не меняют, а дефектные места покрывают двумя слоями бакелитового или глифталевого лака, просушивая каждый слой.

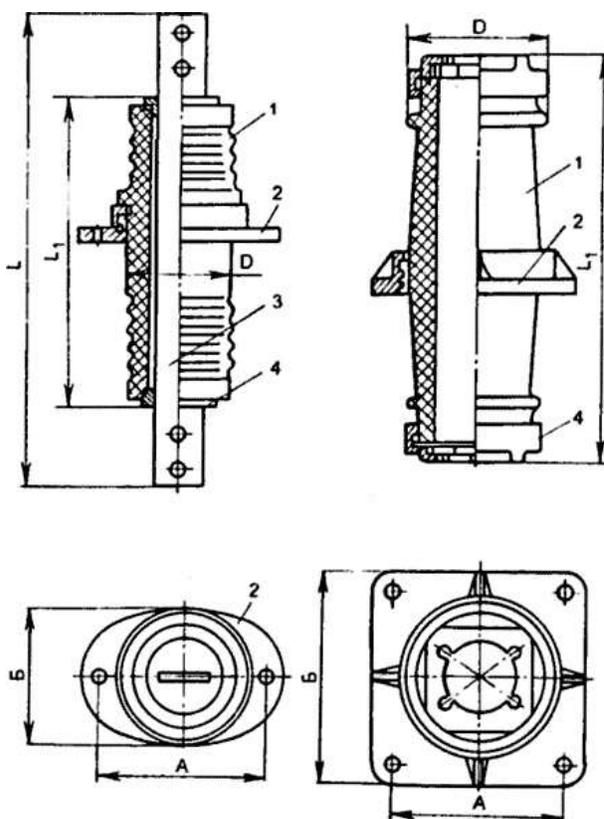


Рис. 11.2.. Проходные изоляторы: а — ИП-10/400-750; б - ИП-10/2000-2000

Если повреждена армировка, ее восстанавливают. При армировании фарфоровую и металлическую поверхности очищают от грязи и масла, а затем поврежденные места заполняют замазкой (1ч. портландцемента и 1,5 ч. песка, перемешанных с водой в пропорции 100 ч. смеси на 40ч. воды), которую можно использовать в течение 1 - 1,5 ч. Если необходимо восстановить армировку изоляторов, контактирующих с трансформаторным маслом, используют состав из 3 ч. глета и 1ч. технического вазелина. При изготовлении этой замазки выделяются вредные газы, поэтому помещение необходимо хорошо проветривать. Если на изоляторах имеются большие сколы и трещины их заменяют новыми.

Линейные и опорно-штыревые изоляторы нужно распаковывать и хранить на открытом воздухе в таком положении, чтобы не создавать условий для скопления воды в их полости. Условия хранения изоляторов по группе Ж1 предполагают их распаковку, по Ж2 — допускается хранение в заводской упаковке. Распакованные изделия следует очистить салфетками, смоченными в воде или бензине, от грязи и краски. Если возникает необходимость в удалении твердых частиц, используют деревянный инструмент. При работе с проходными моделями нужно проверить соответствие токопроводящей шины номинальному току установки. Важно убедиться в отсутствии пленок окиси, заусенцев, раковин и любых других дефектов контактных поверхностей. Также следует проверить присутствие необходимого комплекта болтов, гаек и шайб. Подвесные линейные модели должны иметь замки фирменного изготовления с удобным извлечением из гнезда. Пружинящие свойства замка можно проверить сжатием руки. Дееспособное устройство принимает первоначальную форму после снятия давления. Основным критерием оценки изделий всех видов является качество их поверхности.

Высоковольтные изоляторы отбраковывают, если на поверхности керамических элементов наблюдаются вкрапления песка, сквозные или поверхностные трещины, брызги

керамического материала или металла от электросварки. Недопустимы к эксплуатации изделия, имеющие сколы или отбитые края. Параметры качества Высоковольтные изоляторы проходят проверку по таким параметрам, как соосность фланца и изолирующей детали. В монтаж не могут быть приняты также стеклянные линейные изоляторы, имеющие такие дефекты, как трещины или сколы на кромках тарелок, ребрах, юбках; острые края, зазубрины и сколы по резьбе. Металлические оцинкованные элементы не должны иметь на своей поверхности трещин, раковин, морщин, забоин, следов коррозии. Если обнаруживаются неоцинкованные места площадью до половины квадратного сантиметра, их следует покрывать алюминиевой пудрой. Если требуется, на резьбовых деталях обновляется антикоррозийная смазка. Ни один из колпаков, шапок, пестиков, фланцев, штырей не должен качаться или проворачиваться. В швах армирующей связки не должно наблюдаться растрескиваний, неровностей и повреждений влагостойкого покрытия. Конфигурацию таких изделий проверяют с помощью линеек, штангенциркулей и шаблонов.

Прежде чем собрать высоковольтные изоляторы в гирлянду, линейные фарфоровые подвесные изоляторы нужно протестировать с помощью мегаомметра на напряжение 2500 В. Нормы испытаний вводов и проходных изоляторов.

Профилактические испытания вводов и проходных изоляторов проводят при капитальном ремонте (К) и в межремонтный период (М).

К - производятся в сроки, устанавливаемые системой ППР, но не реже 1 раза в 4 года для вводов с бумажно-масляной изоляцией, для остальных - 1 раз в 8 лет. М - устанавливаются системой ППР.

Объем профилактических испытаний, предусмотренный ПЭЭП, включает следующие работы.

1. Измерение сопротивления изоляции.
2. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь  $tg\delta$ .
3. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты.
4. Проверка качества уплотнений вводов.
5. Испытание трансформаторного масла из маслonaполненных вводов.

Измерение сопротивления изоляции.

Производится при капитальном ремонте, и в межремонтный период.

Измеряется сопротивление изоляции измерительной и последней обкладок вводов с бумажно-масляной изоляцией относительно соединительной втулки. Измерение производится мегаомметром на напряжение 1000-2500 В.

Сопротивление изоляции должно быть не менее 500 МОм.

При измерениях следует руководствоваться указаниями выше.

Измерение тангенса угла диэлектрических потерь  $tg\delta$ .

Производится при К, М у вводов и проходных изоляторов с основной бумажно-масляной, бумажно-бакелитовой и бумажно-эпоксидной изоляцией.

Измерение  $tg\delta$  у вводов с маслобарьерной изоляцией (кроме малогабаритных вводов) не обязательно.

У вводов и проходных изоляторов, имеющих вывод от потенциометрического устройства, измеряется также  $tg\delta$  измерительного конденсатора.

При измерении  $tg\delta$  вводов рекомендуется измерять и их емкость. Максимально допустимые значения  $tg\delta$  приведены в табл. 11.1.

Таблица 11.1. Максимально допустимый  $tg\delta$  основной изоляции и изоляции измерительного конденсатора вводов и проходных изоляторов при температуре 20°C

|                       |   |
|-----------------------|---|
| Вид основной изоляции | Значение $tg\delta$ , %, изоляции вводов и изоляторов на номинальное напряжение, кВ |
|-----------------------|---|

|  | 3-15 25 - 35 60 – 110 150 - 220 |   |     |     |
|--|---------------------------------|---|-----|-----|
| Бумажно-бакелитовая (в том числе и мастиконаполненные вводы) | 12                              | 7 | 5   | -   |
| Бумажно-эпоксидная (вводы 110 кВ с твердой изоляцией)        | -                               | - | 1.5 | -   |
| Маслобарьерная   | -                               | - | 5   | 4   |
| Бумажно-масляная*  | -                               | - | 1.5 | 1.2 |

У трехзажимных вводов помимо измерения  $tg\delta$  основной изоляции должно производиться измерение  $tg\delta$  изоляции отводов, предназначенных для подсоединения к регулировочной обмотке автотрансформаторов. Значение  $tg\delta$  изоляции каждого из отводов не должно превышать 2.8 %.

При измерениях следует руководствоваться указаниями требований.

Испытание повышенным напряжением промышленной частоты.

Производится при капитальном ремонте, и в межремонтный период.

Вводы и проходные изоляторы испытываются напряжением, указанным в табл. 11.2.

Вводы, установленные на силовых трансформаторах, испытываются совместно с обмотками этих трансформаторов по нормам.

Продолжительность приложения испытательного напряжения для вводов, испытываемых совместно с обмотками трансформаторов, а также для вводов и проходных изоляторов с основной изоляцией - 1 минута, для вводов и изоляторов из органических твердых материалов и кабельных масс - 5 минут.

Таблица 11.2. Одноминутное испытательное напряжение промышленной частоты для изоляторов и вводов

| Класс напряжения, кВ | Испытательное напряжение, кВ |                      |
|----------------------|------------------------------|----------------------|
|                      | Фарфоровая изоляция          | Другие виды изоляции |
| До 0.69              | -                            | -                    |
| 3                    | 25                           | 23                   |
| 6                    | 32                           | 29                   |
| 10                   | 42                           | 38                   |
| 15                   | 57                           | 51                   |
| 20                   | 68                           | 61                   |
| 35                   | 100                          | 90                   |

Примечание: Под другими видами изоляции понимается бумажно-масляная изоляция, изоляция из органических твердых материалов, кабельных масс, жидких диэлектриков, а также изоляция, со стоящая из фарфора в сочетании с перечисленными диэлектриками.

При измерениях следует руководствоваться указаниями выше.

**Задание к работе:** Изучить информационный и презентационный материал и опишите порядок проведения проверки высоковольтных изоляторов.

**Порядок выполнения работы:**

1. Изучить инструкцию к практической работе.
2. Изучить информационный и презентационный материал.
3. Записать порядок проведения проверки высоковольтных изоляторов.
4. Составить отчет.

**Содержание отчета:**

1. Тема.
2. Цель.
3. Материальное обеспечение.

4. Выполненная работа.
5. Ответы на вопросы.

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Где используются высоковольтные изоляторы?
2. Какой материал применяется для изготовления высоковольтных изоляторов?
3. Какие типы изоляторов используются в качестве высоковольтных?
4. Каким видам испытаний подвергаются высоковольтные изоляторы перед установкой?

**Практическая работа № 13 Тема: Составление технологических карт по техническому обслуживанию трансформаторов.**

**Цель:** Научиться правильности составления технологической карты на техническое обслуживание трансформаторов.

Материальное обеспечение: Информационный и презентационный материал, «Практикум электромонтера», модуль ФЦИОР. рабочие тетради.

**Общие теоретические положения:**

Для поддержания трансформатора в работоспособном состоянии на протяжении всего периода эксплуатации необходимо регулярно осуществлять техническое обслуживание трансформатора. Устанавливаются следующие виды планового технического обслуживания трансформатора:

- технический осмотр;
- профилактический контроль.

Кроме того, в процессе эксплуатации необходимо осуществлять внеплановое техническое обслуживание, обусловленное появлением в межремонтный период неисправностей трансформатора или его аварий.

Техническое обслуживание необходимо выполнять в соответствии с требованиями этого раздела и в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации составных частей комплектующих изделий.

В ходе технического осмотра трансформатора проверяют:

- отсутствие посторонних шумов, повышенных вибраций, которые приводят к повреждению или к неправильной работе составных частей, приборов и аппаратуры, установленных на трансформаторе;

- соответствие показаний счетчиков количества переключений приводов устройств РПН количеству осуществленных переключений;

Технический осмотр составных частей трансформатора необходимо выполнять в соответствии с инструкциями по эксплуатации этих частей.

Периодичность технических осмотров трансформаторов без его отключения устанавливается в соответствии с требованиями “Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей” и “Картой – графиком работы оперативного персонала групп подстанций”: на подстанциях с постоянным дежурством персонала - один раз в сутки, без постоянного дежурства персонала – три раза в месяц. В зависимости от местных условий и состояния трансформаторов указанные сроки могут быть изменены техническим руководством предприятия.

При резком снижении температуры окружающего воздуха или при других резких изменениях

погодных условий, при появлении сигналов о неисправности трансформатора необходимо осуществлять внеочередные осмотры.

Трансформаторные установки периодически (не реже одного раза в месяц ) должны осматриваться специалистами соответствующих подразделений.

Результаты осмотров должны быть отражены в соответствующей документации: оперативном журнале и журнале дефектов и неполадок оборудования подстанции.

### **Профилактический контроль**

Во время профилактического контроля предусматривается выполнение работ по проверке трансформаторного масла, профилактических испытаний трансформатора, а также выполнения регламентных работ в межремонтный период по замене изношенных частей и материалов (резиновые уплотнения, силикагель фильтров и др.).

Эксплуатация трансформаторного масла.

В процессе эксплуатации трансформаторного масла необходимо периодически контролировать состояние трансформаторного масла в баке трансформатора и баке контактора устройства РПН, в негерметичных маслonaполненных вводах.

Должен производиться хроматографический анализ газов, растворенных в масле трансформаторов, оборудованных устройствами РПН, трансформаторов напряжением 110 кВ и выше.

Периодичность отбора проб масла указана в таблице 12.1.

Отбор проб производится на работающем трансформаторе или сразу после его отключения.

Для проб масла, взятых с бака контактора устройства РПН, необходимо определить пробивное напряжение и влагосодержание.

Оценку результатов хроматографического анализа растворенных в масле газов следует выполнять согласно РД 34.46.303-89.

### **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 12.1 - Периодичность отбора проб масла

| <b>Место отбора</b> | <b>Периодичность отбора</b>   |  |
|---------------------|---|--|
|                     | 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 (РНОА) 3000 (РС) или 50000 (SCV, SDV-3) но не реже одного раза в год | Не выполняется |
| Вводы на напряжение 110 кВ и выше | <b>Согласно инструкции на вводы</b>  |                |

Для оценки состояния трансформатора необходимо применять системный подход, который учитывает результаты всех испытаний, в том числе и дополнительных перед ремонтом (например, измерение сопротивления короткого замыкания), ведомостей предыдущей эксплуатации трансформатора, данные осмотра и внутреннего ремонта.

Анализ состояния трансформатора включает:

- систематизацию и анализ режимов работы трансформатора, при этом особое внимание уделяется рассмотрению аварийных режимов, допустимых нагрузок и перегрузок;
- систематизацию и анализ отказов и неисправностей трансформаторного оборудования и составных частей (в том числе контрольно – измерительной аппаратуры);
- оценка результатов работы с текущей эксплуатации, выявление узлов, которые работают сверх нормативного ресурса;
- систематизацию и анализ результатов проверки трансформаторного масла и профилактических испытаний трансформатора с определением тенденции их изменений; при этом особое внимание следует уделять анализу растворенных в масле газов и характеристикам масла, которые свидетельствуют про уровень загрязнения и старения. Для оценки состояния изоляции трансформаторов на напряжение 110 кВ и выше необходимо применять макеты изоляции.

Программа дополнительных и внутреннего осмотра должна составляться с учетом результатов анализа состояния трансформатора, условий эксплуатации, особенностей его конструкции.

Окончательную оценку состояния трансформатора следует осуществлять по результатам всех испытаний и измерений и сравнением их с результатами предыдущих испытаний и измерений с учетом анализа данных по его эксплуатации.

По результатам оценки состояния трансформатора принимается решение про сроки проведения соответствующего ремонта.

Работы по обслуживанию масляных трансформаторов

- анализ трансформаторного масла
- долив, либо замена масла, в трансформаторы и масляные выключатели
- протяжка болтовых соединений
- испытания повышенным напряжением обмоток трансформатора
- измерение сопротивления обмоток трансформатора
- измерение коэффициента трансформации трансформаторов
- подготовка полного комплекта документации, технического отчёта по результатам измерений

другие виды работ на высоковольтной части

Работы по обслуживанию сухих трансформаторов

- визуальный осмотр изоляции обмотки и концевых адаптеров
- визуальный осмотр на повреждение выводов трансформатора
- проверка нажимных болтов обмотки
- проверка болтов стяжки магнитной системы
- контроль напряжения на входной и выходной сторонах обмотки
- контроль токов на входной и выходной сторонах обмоток
- проверка соответствия рабочих токов и напряжения техническим характеристикам трансформатора
- проверка высоковольтных ячеек по установленной схеме
- проверка трансформатора на повышенные шумы
- измерение коэффициента трансформации
- измерение сопротивления обмоток трансформатора
- измерение сопротивления изоляции обмоток трансформатора

При осмотре силовых трансформаторов проверяют показания термометров и мановакууметров; состояние кожухов трансформаторов; отсутствие течи масла; наличие масла в маслonaполненных вводах; соответствие уровня масла в расширителе температурной отметке; состояние изоляторов, маслоохлаждающих и маслосборных устройств, ошиновки и кабелей; отсутствие нагрева контактных соединений; исправности пробивных предохранителей и сигнализации; состояние сети заземления трансформаторного помещения. Осмотры без отключения трансформаторов производят:

1. 1 раз в сутки — в установках с постоянным дежурным персоналом.
2. Не реже 1 раза в месяц — в установках без постоянного дежурного персонала.
3. Не реже 1 раза в 6 мес.— на трансформаторных пунктах.

Внеочередные осмотры производят при резком изменении температуры наружного воздуха и при каждом отключении трансформатора от действия токовой или дифференциальной защиты.

Трансформатор выводят из работы при обнаружении:

1. потрескивания внутри трансформатора и сильно неравномерного шума;
2. ненормального и постоянно возрастающего нагрева трансформаторов при нормальных нагрузке и охлаждении;
3. выброса масла из расширителя или разрыва диафрагмы выхлопной трубы;
4. течи масла с понижением уровня его ниже уровня масломерного стекла;
5. при необходимости немедленной замены масла по результатам лабораторных анализов. У трансформаторов мощностью 160 кВА и более масло подвергают непрерывной регенерации, осуществляемой в термосифонных фильтрах или путем периодического присоединения абсорбера.

Находящееся в эксплуатации изоляционное масло подвергают лабораторным испытаниям в следующие сроки:

1. не реже 1 раза в 3 года для трансформаторов, работающих с термосифонными фильтрами (сокращенный анализ);
2. после капитальных ремонтов трансформаторов и аппаратов;
3. 1 раз в год для трансформаторов, работающих без термосифонных фильтров (сокращенный анализ).

Внеочередную пробу масла для определения температуры вспышки отбирают из трансформатора при обнаружении горючего газа в газовом реле трансформатора. В трансформаторах и аппаратах изоляционное масло при понижении электрической прочности, снижении химических показателей ниже норм на эксплуатационное масло, а также при обнаружении в нем механических примесей восстанавливают или заменяют.

Допустимость смешения разных масел при доливках его в трансформаторы мощностью 1000 кВА и более, а также смешение свежего и эксплуатационного масел должны подтверждаться лабораторным испытанием на выпадение осадка и стабильность.

Температура верхних слоев масла при номинальной нагрузке трансформатора и максимальной температуре охлаждающей среды (30°C — воздуха, 25°C — воды) не должна превышать:

1. 70°C в трансформаторах с принудительной циркуляцией масла и воды;
2. 75°C в трансформаторах с принудительной циркуляцией масла и воздуха;
3. 95°C в трансформаторах с естественной циркуляцией воздуха и масла или принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла.

Допускается работа трансформаторов с дутьевым охлаждением масла с выключенным дутьем, если нагрузка меньше номинальной и температура верхних слоев масла не превышает 55°C и при минусовых температурах окружающего воздуха и температуре масла не выше 45°C, вне зависимости от нагрузки.

На главных понизительных подстанциях многих предприятий в настоящее время широко используются силовые трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения.

Мощность каждой обмотки допускает нагрузку не более 62 % от номинальной мощности трансформатора.

Отключенный релейной защитой трансформатор разрешается включать только после его осмотра, испытаний, проверки газа из газового реле и устранения неисправностей. В случаях ложного срабатывания газовой или дифференциальной защит допускается одно повторное включение трансформатора при отсутствии видимых внешних признаков его повреждения.

Если отключение трансформатора произошло в результате действия защит, которые не связаны с его повреждением, можно включать трансформатор в сеть без его проверки.

Газовая защита может срабатывать ложно по следующим причинам:

1. сотрясения трансформатора в результате воздействия больших токов перегрузки, проходящими по его обмоткам, а также сквозных токов короткого замыкания за трансформатором;
2. ненормальной вибрации при пуске и остановке вентиляторов и циркуляционных насосов у трансформаторов с принудительными системами охлаждения от возникающих перетоков и толчков масла в трубопроводах;
3. в результате несвоевременной доливке масла и снижения его уровня;
4. неправильной установки трансформатора, при котором возможен значительный выброс воздуха через газовые реле, то же может быть и при доливке масла в трансформатор.

При очистке и регенерации масла и всех работах в масляной системе, проверке газовой защиты или ее неисправности, отключающий элемент газовой защиты должен быть переведен действием на сигнал.

Ввод газовой защиты в действие на отключение после вывода ее из работы производится через одни сутки, если не было скопления воздуха в газовом реле, в противном случае

включение производят через сутки после прекращения выделения воздуха. Если уровень масла в масломерном стекле повысился очень высоко и быстро, нельзя до выяснения причины открывать пробки, прочищать дыхательную трубку без размыкания цепи отключения реле.

Если газовая защита сработала с действием на сигнал, в результате накопившегося в реле воздуха, необходимо выпустить воздух из реле и перевести цепь отключения защиты на сигнал. При отключении трансформатора от газовой защиты и обнаружении при проверке в реле горючего газа — повторное отключение трансформатора запрещается.

О характере повреждения внутри трансформатора можно предварительно судить по цвету выделяющегося в реле газа. Желтый цвет газов свидетельствует о повреждении дерева, беловато-серый — бумаги, а черный — масла.

Для проверки горючести газов зажигают спичку и подносят ее к чуть приоткрытому верхнему крану реле. Горючесть газов свидетельствует о внутреннем повреждении трансформатора.

Анализ масла и работа газовой защиты позволяют обнаружить внутренние повреждения трансформатора, которые развиваются медленно, например, наличие прямого контакта в переключателе ответвлений, пожар в стали.

По изменению показателей трансформаторного масла можно судить о причинах нарушений работы электрических маслонаполненных аппаратов и своевременно принять меры, предотвращающие аварию.

Свежее трансформаторное масло, залитое в электроаппарат, должно иметь светло-желтый цвет. В процессе эксплуатации цвет масла темнеет под влиянием нагрева, загрязнений и образующихся при окислении смолы осадков. Свежее масло может приобрести темный цвет от загрязнения при транспортировке или в результате недостаточно хорошей очистки. Если при эксплуатации масло быстро потемнело, то это произошло по причине чрезмерного его перегрева или от образующегося в нем углерода. Цвет масла не является показателем брака и действующими инструкциями не нормируется, но служит для ориентировочной оценки качества масла при обслуживании маслонаполненных электроустановок. Загрязнение масла может происходить от попадания в него в результате растворения лаков, красок, бакелитовой и хлопчатобумажной изоляции, образования углерода от горения электрической дуги, шлака от старения масла. Появление в трансформаторном масле осадков и примесей опасно тем, что они, будучи сильно гигроскопичными, при отложениях на поверхности изоляции трансформаторов, способствуют короткому замыканию.

Если визуально определено, что масло содержит примеси в виде осадка, оно должно быть подвергнуто фильтрации или центрифугированию.

**Задание к работе:** Изучить информационный и презентационный материал и составить технологическую карту по техническому обслуживанию трансформаторов (по аналогии).

| № п-п | Вид работ | Срок проведения | Инструменты и приспособления |
|-------|-----------|-----------------|------------------------------|
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |

**Порядок выполнения работы:**

1. Изучить инструкцию к практической работе.

2. Изучить информационный и презентационный материал.
3. Включить «Практикум электромонтера» и выполнить работу по техническому обслуживанию трансформатора.
4. Включить модуль ФЦИОР и выполнить все задания.
3. Составить технологическую карту основных работ ТО трансформаторов.
4. Составить отчет.

***Содержание отчета:***

1. Тема.
2. Цель.
3. Материальное обеспечение.
4. Выполненная технологическая карта.
5. Ответы на вопросы.

***Вопросы для самоконтроля:***

1. Какие виды работ включает в себя техническое обслуживание трансформаторов?
2. На основании каких документов устанавливаются сроки технического обслуживания трансформаторов?
3. В каких случаях проводятся внеочередные осмотры трансформаторов?
4. Где отражаются результаты осмотров технического обслуживания трансформаторов?
5. Запишите виды работ при техническом обслуживании масляных трансформаторов.
6. Запишите виды работ при техническом обслуживании сухих трансформаторов.

**Практическая работа 14 Тема «Диагностика оборудования силовых масляных трансформаторов»**

*Цель занятия*

1. Изучить объект диагностики - силовой масляный трансформатор.
2. Знать диагностическую модель и методы диагностирования силовых трансформаторов.
3. Получить навыки работы с приборами и устройствами для испытаний и диагностики силовых масляных трансформаторов.

*Общие положения*

Диагностику и испытания масляных трансформаторов, автотрансформаторов, реакторов и заземляющих дугогасящих реакторов в процессе подготовки и монтажа, проведении приемосдаточных испытаний производят в соответствии с требованиями главы 1.8 «Нормы приемосдаточных испытаний» и 6 «Нормы испытания электрооборудования» Правил устройства электроустановок (ПУЭ).

Испытания и диагностику силовых масляных трансформаторов, находящихся в эксплуатации, производится в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП) приложение 1 «Нормы испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей».

Испытания и диагностирование трансформаторов проводятся при капитальном - «К», текущем - «Т» ремонтах, а также в межремонтный - «М» период (профилактические испытания, не связанные с выводом электроэнергетического оборудования в ремонт).

В зависимости от характеристик и условий транспортировки все трансформаторы подразделяются на 1 -6 группы, где 1 -я группа - трансформаторы мощностью до 1000кВА напряжением до 35кВ включительно, транспортируемые с маслом и расширителем (рисунок 1).



Рисунок 1 - Силовой масляный трансформатор ТМ-160 (250) кВА

По характеристикам и геометрическим размерам все трансформаторы подразделяются на I-VI-ой габариты, где I-ый габарит, трансформаторы до 35 кВ включительно мощностью 5-100кВА.

В соответствии с нормативными документами особенности конструкции трансформатора отражаются в обозначении его типа (таблица 1) и систем охлаждения (таблица 2).

Таблица 1 - Тип трансформатора

| Тип трансформатора   | Условное обозначение |
|--|----------------------|
| Автотрансформатор (для однофазных О, для трехфазных Т)   | А                    |
| Расщепленная обмотка низшего напряжения  | Р                    |
| Защита жидкого диэлектрика с помощью азотной подушки без расширителя   | З                    |
| Исполнение с литой изоляцией   | Л                    |
| Трех обмоточный трансформатор  | Т                    |
| Трансформатор с РПН  | Н                    |
| Сухой трансформатор с естественным воздушным охлаждением (обычно вторая буква в обозначении типа), либо исполнение для собственных нужд электростанций (обычно последняя буква в обозначении типа) | С                    |
| Кабельный ввод   | К                    |
| Фланцевый ввод (для комплектных ТП)  | Ф                    |

Таблица 2 - Системы охлаждения

| Система охлаждения                               | Условное обозначение |
|--|----------------------|
| Сухие трансформаторы                             |                      |
| Естественное воздушное при открытом исполнении   | С                    |
| Естественное воздушное при защищенном исполнении | СЗ                   |

|  |     |
|--|-----|
| Естественное воздушное при герметичном исполнении  | СГ  |
| Воздушное с принудительной циркуляцией воздуха   | СД  |
| <b>Масляные трансформаторы</b>   |     |
| Естественная циркуляция воздуха и масла  | М   |
| Принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла  | Д   |
| Естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с ненаправленным потоком масла                           | МЦ  |
| Естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла с направленным потоком масла                             | НМЦ |
| Принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла   | ДЦ  |
| Принудительная циркуляция воздуха и масла с направленным потоком масла   | НДЦ |
| Принудительная циркуляция воды и масла с ненаправленным потоком масла  | Ц   |
| Принудительная циркуляция воды и масла с направленным потоком масла  | НЦ  |
| Продолжение таблицы 2  |     |
| <b>Трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком</b>  |     |
| Естественное охлаждение с негорючим жидким диэлектриком  | Н   |
| Охлаждение жидким диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха  | НД  |
| Охлаждение негорючим жидким диэлектриком с принудительной циркуляцией воздуха и с направленным потоком жидкого диэлектрика | ННД |

*Диагностика методами измерений, испытаний и проверок трансформаторов* включает: определение условий включения трансформаторов; измерение характеристик изоляции; испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции обмоток вместе с вводами и доступных стяжных шпилек, прессующих колец и ярмовых балок; измерение сопротивления обмоток постоянному току; проверку коэффициента трансформации; проверку группы соединения трехфазных трансформаторов и полярности выводов однофазных трансформаторов; измерение тока и потерь холостого хода при номинальном и малом напряжении; проверку работы переключающего устройства и снятие круговой диаграммы; испытание бака с радиаторами гидравлическим давлением; проверку системы охлаждения, состояния силикагеля; фазировку трансформаторов, а также испытания трансформаторного масла, включением толчком на номинальное напряжение, вводов и встроенных трансформаторов тока.

Перед началом диагностирования проводят внешний осмотр трансформаторов, в процессе которого проверяют исправность бака и радиаторов, состояние изоляторов, уровень масла, положение радиаторных кранов и крана на маслопроводе к расширителю, целость стекла на указателе уровня масла в баке, заземление трансформатора.

*Диагностику и измерение характеристик изоляции трансформаторов* - допустимые значения сопротивления изоляции R60 коэффициент абсорбции Reo /R15 тангенс угла электрических потерь tg $\delta$  и отношения

C2/C50 и ДС/С регламентируют инструкцией «Трансформаторы силовые. Транспортировка,

разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию».

*Температурный режим при проведении диагностики* допускается измерять не ранее, чем через 12 часов после окончания заливки трансформатора маслом. Характеристики изоляции измеряются при температуре изоляции не ниже 10<sup>0</sup>С у трансформаторов на напряжение до 150кВ мощностью до 80МВА. Для обеспечения указанной температуры трансформатор подвергается нагреву до температуры, превышающей требуемую на 10<sup>0</sup>С. Характеристики изоляции измеряют на спаде температуры при отклонении ее от требуемого значения не более, чем на 5<sup>0</sup>С, а температуру изоляции определяют до измерения характеристик изоляции.

В качестве температуры изоляции трансформатора без нагрева принимают температуру верхних слоев масла в баке. При нагреве трансформатора сопротивление измеряют через 60 мин. после отключения нагрева обмотки током или через 30 мин после отключения внешнего нагрева. Температура обмотки по сопротивлению постоянному току

$$R_x = R_0 \frac{235 + t_x}{235 + t_0} \quad (1)$$

где:  $R_x$  - измеренное сопротивление обмотки при температуре  $t_x$ ;

$R$  - сопротивление обмотки при температуре  $t_0$  (паспортные данные).

При определении соотношения ДС/С трансформаторов 110кВ и выше в качестве температуры изоляции принимается среднесуточная температура, измеренная термометром (или термопарой) на верхнем яре магнитопровода непосредственно после измерения ДС и С.

При диагностике перед измерением характеристик изоляции протирают поверхность вводов трансформаторов, а при измерениях во влажную погоду применяют экраны. Перед началом диагностирования измеряют

значения  $R_{60}$ , ДС и С проводов, соединяющих измерительные приборы с трансформатором. Длина проводов должна быть как можно меньше, поэтому приборы располагают ближе к трансформатору. При измерении характеристик обмоток трансформатора  $R_{60}$ , tg $\delta$  и масла tg $\delta$  учитывают поправочные коэффициенты, а все выводы обмотки одного напряжения соединяются вместе, остальные обмотки и бак трансформатора заземляют.

*Диагностику и измерение сопротивлений  $R_{60}$  и  $R_{15}$*  проводят перед измерением остальных характеристик трансформатора. Сопротивление изоляции измеряют мегаомметром на 2500В с верхним пределом измерения не ниже 10000МОм. Измеренное значение сопротивления  $R$  проводов должно быть не меньше верхнего предела измерения мегаомметра. Перед началом измерения все обмотки заземляют не менее чем на 5 мин., а между отдельными измерениями - не менее, чем на 2 мин.

Значения  $R_{60}$  изоляции, измеренные при монтаже (при заводской температуре или приведенные к этой температуре) для трансформаторов на напряжение до 35кВ включительно, залитых маслом, должны быть не менее значений, указанных в таблице 3.

Таблица 3 - Допустимые значения характеристик изоляции обмоток трансформаторов на напряжение до 35кВ включительно, залитых маслом

| Характеристика изоляции                                     | Мощность трансформатора кВА | Температура обмотки, °С |     |     |     |     |     |    |
|---|-----------------------------|-------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|----|
|   |                             | 10                      | 20  | 30  | 40  | 50  | 60  | 70 |
| Наименьшее допустимое сопротивление изоляции $R_{60}$ , Мом | < 6300                      | 450                     | 300 | 200 | 130 | 90  | 60  | 40 |
|   | > 10000                     | 900                     | 600 | 400 | 260 | 180 | 120 | 80 |

|   |         |      |      |      |     |     |     |     |
|---|---------|------|------|------|-----|-----|-----|-----|
| Наибольшее допустимое значение $tg\delta$           | < 6300  | 1,2  | 1,5  | 2,0  | 2,5 | 3,4 | 4,5 | 6,0 |
|   | > 10000 | 0,8  | 1,0  | 1,3  | 1,7 | 2,3 | 3,0 | 4,0 |
| Наибольшее допустимое значение отношения $C2 / C50$ | < 6300  | 1,1  | 1,2  | 1,3  |     |     |     |     |
|   | > 10000 | 1,05 | 1,15 | 1,25 |     |     |     |     |

Значения R60 изоляции для трансформаторов на напряжение 110кВ и выше - не менее 70% значения, указанного в паспорте трансформатора.

Для сухих трансформаторов R60 при температуре 20-30<sup>0</sup>С должно быть не ниже: при номинальном напряжении трансформатора до 1кВ - 100МОм; 6кВ - 300МОм; 10кВ — 500МОм.

Коэффициент абсорбции R60/R15 обмоток для трансформаторов мощностью менее 10000кВА, напряжением до 35кВ включительно при температуре 10-30<sup>0</sup>С должен быть не ниже 1,3. Для остальных трансформаторов - соответствовать заводским данным.

Диагностику и измерение тангенса угла диэлектрических потерь  $tg\delta$  выполняют мостом переменного тока Р5026 по перевернутой схеме (рисунок 2). Перевернутая (обратная) схема применяется для измерения диэлектрических потерь объектов, имеющих один заземленный электрод.

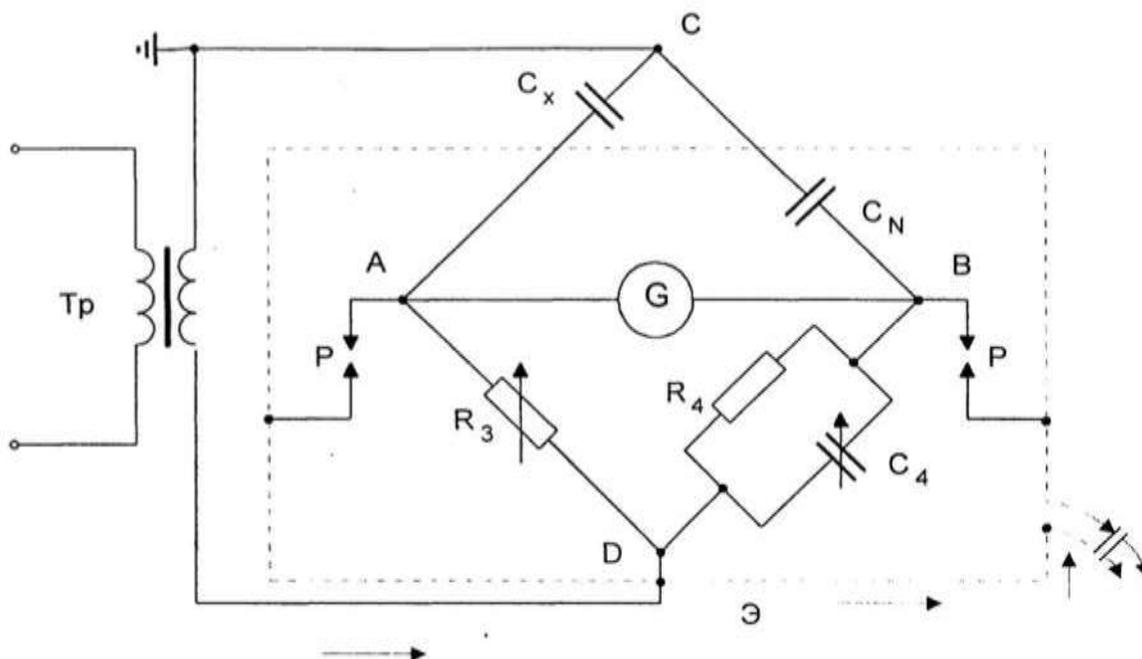


Рисунок 2 - Перевернутая схема включения моста переменного тока: Tr - испытательный трансформатор; Cк - образцовый конденсатор;

Cх - испытываемый объект; G - гальванометр; R3- переменный резистор;

R4 - постоянный резистор; C4 - магазин емкостей

Диагностику и измерение  $tg\delta$  в трансформаторах проводят при напряжении, не превышающем 2/3 заводского испытательного напряжения, а при сушке трансформатора без масла выполняют при напряжении не выше 220В. Значения  $tg\delta$  изоляции обмоток для трансформаторов до 35кВ включительно, должны быть не выше значений, указанных в таблице 3, а для трансформаторов 110кВ и выше - не более 130% паспортного значения. Значения  $tg\delta$  не превышающие 1%, считают удовлетворительными без сравнения с паспортными значениями.

*Диагностика и измерение емкости.* Значения  $C2/C50$ , измеренные на монтаже для трансформаторов на напряжение до 35кВ включительно не должны превышать значений, указанных в таблице 3. Для трансформаторов на напряжение 110кВ и выше, транспортируемых без масла, значения  $ДС/С$ , измеренные по прибытии трансформаторов на место монтажа, не нормируются и используют в качестве исходных данных при эксплуатации.

Отношения  $C2/C50$  и  $ДС/С$  измеряются приборами ЕВ-3 или ПКВ-8. Перед измерением все обмотки заземляют не менее чем на 5 мин. Измерение емкости трансформаторов производят для определения влажности обмоток. Доказано, что емкость неувлажненной изоляции при изменении частоты изменяется меньше, чем емкость увлажненной изоляции. Емкость изоляции измеряют при частотах: 2 и 50Гц ( $ДС$  и  $С$ ).

При измерении емкости изоляции на частоте 50Гц прибор показывает только геометрическую емкость, одинаковую для сухой и влажной изоляции. При измерении емкости изоляции на частоте 2Гц успевает проявиться абсорбционная емкость влажной изоляции. Температура при измерениях должна быть не ниже  $+10^{\circ}C$ . Отношение  $C2/C50$  для увлажненной изоляции составляет около 2, а для неувлажненной - около 1.

Диагностику и определение влажности изоляции силовых трансформаторов осуществляют по приросту емкости за 1 секунду. При этом методе производят заряд емкости изоляции, а затем разряды быстрый и медленный, закорачиванием через 1с после окончания заряда. В первом случае определяется емкость  $С$ , во втором случае - прирост емкости за счет абсорбционной емкости, которая успевает проявиться за 1с у влажного трансформатора, но не успевает проявиться у сухого. У сухого трансформатора  $АС$  незначительна: и составляет от 0,02 до 0,08 от емкости при температуре  $+10^{\circ}C$ , а у влажного -  $АС \gg 0,1^{\circ}C$ .

Диагностику методом измерения влажности производят в начале ревизии трансформатора, после подъема выемкой части и в конце ревизии, до погружения керна трансформатора в масло, а также в процессе сушки.

Отношение  $АС/С$  измеряют для каждой обмотки при соединении с заземленным корпусом свободных обмоток, причем перед измерением испытываемую обмотку заземляют на 2-3мин.

Провода, соединяющие прибор с испытываемой обмоткой, должны быть возможно короче.

Если значения  $АС$  и  $С$  проводов можно измерить по прибору, вносится поправка вычитанием  $АС$  и  $С$  проводов из результатов измерения полностью собранной схемы с испытываемым трансформатором. Величина отношения  $АС/С$ , измеренная в конце ревизии, и разность в % между величиной  $АС/С$  в конце и начале ревизии должны быть в пределах величины приведенных в таблице 4.

Таблица 4 - Значения  $АС/С$ , % при различных температурах

| Мощность и напряжение обмотки ВН | Измерения                | Температура, $^{\circ}C$ |    |    |      |    |
|----------------------------------|--------------------------|--------------------------|----|----|------|----|
|                                  |                          | 10                       | 20 | 30 | 40   | 50 |
| До 35 кВ включительно            | В конце ревизии          | 13                       | 20 | 30 | 45   | 75 |
| Мощностью менее 10 МВА           | В конце и начале ревизии | 4                        | 6  | 9  | 13,5 | 22 |

На практике величина  $ДС/С$  увеличивается с повышением температуры. Поэтому, если за время ревизии трансформатора изменилась температура выемкой части и измерение  $ДС/С$  в конце и начале ревизии производились при различных температурах, их необходимо перед сопоставлением привести к одной температуре путем умножения на коэффициент температурного пересчета  $K$ , значения которого представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Значения коэффициента температурного пересчета К

|   | Разность температур, 12 - 11 <sup>0</sup> С |      |      |     |    |     |     |     |    |     |
|---|---|------|------|-----|----|-----|-----|-----|----|-----|
|   | 5   | 10   | 15   | 20  | 25 | 30  | 35  | 40  | 45 | 50  |
| К | 1,25  | 1,55 | 1,95 | 2,4 | 3  | 3,7 | 4,6 | 5,7 | 7  | 8,8 |

Диагностика методом определения влажности по коэффициенту абсорбции. Коэффициент абсорбции (R60 /R15) для неувлажненной обмотки при температуре 10 - 30<sup>0</sup>С лежит в пределах от 1,3 до 2,0; для увлажненной - близок к единице. Это различие объясняется разной длительностью заряда абсорбционной емкости у сухой и влажной изоляции.

Диагностику и испытания повышенным напряжением промышленной частоты проводят на трансформаторах у которых установлены постоянные вводы, залито масло, крышки закрыты на болты. Перед испытанием проверяют изоляцию обмоток вместе с вводами с помощью мегаомметра. Продолжительность испытательного напряжения 1 мин. в каждом опыте. Испытание повышенным напряжением изоляции обмоток маслонаполненных трансформаторов не обязательно, а сухих трансформаторов обязательно и производится по нормативным документам для объектов с облегченной изоляцией.

Испытательное напряжение заземляющих реакторов на напряжение 35кВ аналогичны трансформаторам соответствующего класса.

Диагностике подвергают изоляцию доступных стяжных шпилек, прессующих колец и ярмовых балок трансформатора. Испытания производят в случае осмотра активной части объекта. Испытательное напряжение от 1 до 2кВ. Продолжительность испытания каждого элемента 1 мин.

Испытания проводят для изоляции каждой из обмоток, при этом все остальные выводы других обмоток заземляют вместе с баком трансформатора. Схема испытания представлена на рисунке 3.

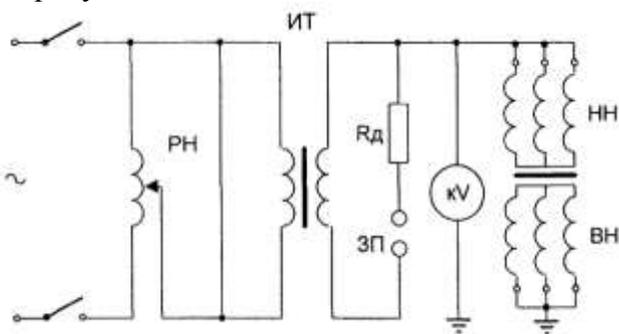


Рисунок 3 - Схема испытания изоляции повышенным напряжением

Для защиты диагностируемой обмотки от повышения напряжения параллельно к ней присоединяют шаровой разрядник с пробивным напряжением, равным 115-120% испытательного напряжения. Последовательно с разрядником включают токоограничивающее сопротивление, служащее для защиты шаров от оплавления при пробое воздушного промежутка между ними. При испытаниях трансформаторов температура изоляции обмоток не должна быть выше 4<sup>0</sup>С. Контроль величины испытательного напряжения производят на стороне высшего напряжения с помощью электростатического киловольтметра, например типа С-96, С-196.

Исключение составляют трансформаторы небольшой мощности с номинальным напряжением до 10кВ включительно. Для них допускается испытательное напряжение измерять вольтметром, включая его на стороне НН испытательного трансформатора. Класс точности низковольтного вольтметра должен быть 0,5. Подъем напряжения при испытаниях

производят сразу до 50% испытательного, а затем плавно до полного значения со скоростью порядка 1 - 1,5% испытательного напряжения в 1с. После выдержки в течение требуемого времени (1 мин.) напряжение плавно снижается в течение времени порядка 5 с до значения 25%, после чего цепь размыкается.

Внутренняя изоляция считается выдержавшей испытание на электрическую прочность, если при испытании не наблюдалось пробоя или частичных нарушений изоляции, которые определяются по звуку разрядов в баке, выделению газа и дыма и по показаниям приборов (амперметра, вольтметра). Значения испытательных напряжений приведены в таблицах 6 и 7. Таблица 6 - Испытательное напряжение изоляции трансформаторов и трансформаторов с облегченной изоляцией (сухих и маслонаполненных)

| Класс напряжения обмотки, кВ | Испытательное напряжение по отношению к корпусу и другим обмоткам, кВ, для изоляции |             |
|------------------------------|---|-------------|
|                              | нормальной  | облегченной |
| до 0,69                      | 4,5   | 2,7         |
| 3                            | 16,2  | 9           |
| 6                            | 22,5  | 14,4        |
| 10                           | 31,5  | 21,6        |
| 15                           | 40,5  | 33,3        |
| 20                           | 49,5  | 45          |
| 35                           | 76,5  | -           |
| 110                          | 180   | -           |
| 150                          | 207   | -           |
| 220                          | 292,5   | -           |
| 330                          | 414   | -           |
| 500                          | 612   | -           |

Таблица 7 - Заводское испытательное напряжение промышленной частоты

| Объект испытания  | Испытательное напряжение, кВ, при номинальном напряжении испытываемой обмотки, кВ |    |    |    |    |    |    |
|---|---|----|----|----|----|----|----|
|   | до 0,69   | 3  | 6  | 10 | 15 | 20 | 35 |
| Трансформаторы с нормальной изоляцией и вводами на номинальное напряжение | 5   | 18 | 25 | 35 | 45 | 55 | 85 |
| Трансформаторы с облегченной изоляцией, в том числе сухие                 | 3   | 10 | 16 | 24 | 37 | -  | -  |

*Диагностика и испытание трансформаторного масла.* Свежее масло перед заливкой вновь вводимых трансформаторов, прибывших без масла, испытывают по нормативным документам. Испытания масла перед включением под напряжение после монтажа производят по таблице 8.

Измерение тангенса угла диэлектрических потерь масла следует производить также у трансформаторов, имеющих повышенное значение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции.

Масло из трансформаторов 1 габарита, прибывающих на монтаж заполненными маслом, при наличии удовлетворяющих нормам показателей заводского испытания, проведенного не более чем за 6 месяцев до включения трансформаторов в работу, разрешается испытывать только по показателям таблицы 8.

Определение пробивного напряжения трансформаторного масла при частоте 50Гц производится в соответствии с требованиями нормативных документов с целью определения его качества.

Наличие невидимой влаги, продуктов сгорания, окисления, разложения масла снижают его электрическую прочность.

Таблица 8 - Предельные допустимые значения показателей качества трансформаторного масла

| Показатель качества масла  | Свежее сухое масло перед заливкой в оборудование |                   |                   |                   | Масло непосредственно после заливки в оборудование |                   |                   |                   |
|--|--|-------------------|-------------------|-------------------|--|-------------------|-------------------|-------------------|
|  | по ГОСТ 982-80* марки ТКп                        | по ГОСТ1 0121-76* | по ТУ 38-1-182-68 | по ТУ 38-1-239-69 | по ГОСТ 982-SO* марки ТКп                          | по ГОСТ1 0121-76* | по ТУ 38-1-182-68 | по ТУ 38-1-239-69 |
| 1  | 2  | 3                 | 4                 | 5                 | 6  | 7                 | 8                 | 9                 |
| 1. Электрическая прочность масла, определяемая в стандартном сосуде, для трансформаторов напряжением:<br>до 15 кВ<br>выше 15 до 35 кВ<br>от 60 до 220 кВ<br>от 330 до 500 кВ | 30   | 30                | 30                | -                 | 25   | 25                | 25                | -                 |
|  | 35   | 35                | 35                | -                 | 30   | 30                | 30                | -                 |
|  | 45   | 45                | 45                | -                 | 40   | 40                | 40                | -                 |
|  | 55   | -                 | 55                | 55                | 50   | 50                | 50                | 50                |
| 2. Содержание механических примесей  | Отсутствие (визуально)                           |                   |                   |                   |  |                   |                   |                   |
| 3. Содержание взвешенного угля в трансформаторах и выключателях  | Отсутствие                                       |                   |                   |                   |  |                   |                   |                   |
| 4. Кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более  | 0,02   | 0,02              | 0,03              | 0,01              | 0,02   | 0,02              | 0,03              | 0,01              |
| 5. Реакция водной вытяжки  | Нейтральная                                      |                   |                   |                   |  |                   |                   |                   |

|   |                 |                            |                    |                             |                 |                 |                   |            |
|---|-----------------|----------------------------|--------------------|-----------------------------|-----------------|-----------------|-------------------|------------|
| 6. Температура вспышки, °С, не ниже   | 135             | 150                        | 135                | 135                         | 135             | 150             | 135               | 135        |
| 7. Кинематическая вязкость, $110^{-6}$ м <sup>2</sup> /с, не более при 20 <sup>0</sup> С при 50 <sup>0</sup> С  | 9,0             | 28<br>9,0                  | 30<br>9,0          | 9,0                         | -               | -               | -                 | -          |
| 1   | 2               | 3                          | 4                  | 5                           | 6               | 7               | 8                 | 9          |
| 8. Температура застывания, °С, не выше <sup>1</sup>   | -45             | -45                        | -45                | -53                         | -               | -               | -                 | -          |
| 9. Натровая проба, баллы, не более  | 1               | 1                          | 1                  | 1                           | -               | -               | -                 | -          |
| 10. Прозрачность при +5 <sup>0</sup> С  | Прозрачно       |                            |                    |                             |                 |                 |                   |            |
| 11. Общая стабильность против окисления (по ГОСТ 981-75*):<br>- количество осадков после окисления, %, не более<br>- кислотное число окисленного масла, мг КОН на 1 г масла, не более | 0,01<br><br>0,1 | Отсут-<br>ствие<br><br>0,1 | 0,03<br><br>0,3    | Отсут-<br>ствие<br><br>0,03 | -<br><br>-      | -<br><br>-      | -<br><br>-        | -<br><br>- |
| 12. Тангенс угла диэлектрических потерь, %, не более <sup>2</sup> :<br>при 20 <sup>0</sup> С<br>при 70 <sup>0</sup> С при 90 <sup>0</sup> С   | 0,2<br>1,5<br>- | 0,2<br>2,0<br>-            | 0,05<br>0,7<br>1,5 | 0,3<br>0,5                  | 0,4<br>2,0<br>- | 0,4<br>2,5<br>- | 0,1<br>1,0<br>2,0 | 0,5<br>0,7 |

Испытание производится с помощью аппаратов, например, АИМ-80, АИИ-70М и стандартной измерительной ячейки сосуда.

*Порядок испытаний и диагностирования.* В цепи обмотки ВН испытательного трансформатора включают сопротивление из расчета 0,2 - 1 Ом на 1В для ограничения тока короткого замыкания в момент пробоя. Ток при пробое не должен быть менее 20мА при напряжении пробоя свыше 15кВ. В цепи обмотки НН устанавливают автоматический выключатель с временем срабатывания не более 0,02с. Форма кривой испытательного

напряжения синусоидальна, а коэффициент амплитуды (отношение максимального значения напряжения к эффективному) испытательного напряжения в пределах 1,34 - 1,48. Приборы, применяемые для измерения испытательного напряжения должны иметь класс точности не ниже 1,5.

Корпус измерительной ячейки изготавливают из изоляционного материала, который не взаимодействует с трансформаторным маслом. Например, фарфор, электроизоляционные пластмассы, электроизоляционное стекло. Электроды должны быть сферической формы диаметром 25мм, изготовленные из латуни и отполированы. Электроды должны быть смонтированы так, чтобы их оси находились на одной горизонтальной линии, параллельной нижней поверхности испытательной ячейки. Зазор между электродами должен составлять  $(2,5 \pm 0,05)$  мм. Глубина погружения электродов в трансформаторное масло должны быть не менее 15мм.

При обнаружении потемнения поверхностей электродов они должны быть демонтированы, отполированы замшей, тщательно промыты растворителем и вновь смонтированы. Обработанную ячейку ополаскивают испытываемой жидкостью и заполняют порцией масла, предназначенной для испытания. В нерабочем состоянии измерительную ячейку хранят заполненную маслом, а пробивное напряжение такого масла в пределах норм.

Если перед началом испытаний в пробе трансформаторного масла обнаружены капельки влаги, определение пробивного напряжения не производят, а качество масла характеризуют как неудовлетворительное.

Температура масла при испытании должна быть в пределах 15 - 35<sup>0</sup>С и не отличаться от температуры помещения. Плотный закрытый сосуд с пробой масла должен быть выдержан в помещении не менее 30мин.

Перед заполнением измерительной ячейки емкость с пробой масла несколько раз осторожно переворачивают вверх дном, для того чтобы содержащиеся в пробе загрязнения равномерно распределились по всему объему.

При этом нельзя встряхивать сосуд во избежание попадания пузырьков воздуха в испытываемое масло. Измерительную ячейку и электроды также ополаскивают небольшим количеством масла из сосуда с пробой. Затем медленно заполняют ячейку, следя за тем, чтобы непрерывная струя масла падала на стенку ячейки и не образовывалось пузырьков воздуха.

После заполнения ячейки до приложения напряжения должна быть выдержка 10 мин. При наличии в масле пузырьков воздуха последние следует удалить перемешиванием жидкости стеклянной палочкой. Подача напряжения на испытательную ячейку производят в соответствии с инструкцией к аппарату, с помощью которого определяют электрическую прочность трансформаторного масла.

Перед началом измерений проверяют исправность защитного заземления аппарата, блокировки, изоляции питающего провода и вилки. Работу выполняют в диэлектрических перчатках, стоя на диэлектрическом коврике. Перестановку измерительной ячейки, перемешивание масла в ней производят после отключения аппарата от сети. Подъем напряжения производят плавно с постоянной скоростью равной 2 кВ/с  $\pm 20\%$ .

При одном заполнении ячейки маслом выполняют шесть пробоев с интервалом в 5 мин, одновременно стеклянной палочкой перемешивают масло для удаления продуктов разложения из межэлектродного пространства, не допуская образования воздушных пузырьков.

*Диагностика методом измерения тангенса угла диэлектрических потерь масла* при частоте 50Гц характеризует его качество и зависит: для свежих масел - от степени очистки его на заводе, а в эксплуатации - от степени загрязнения и старения масла. При измерении tg $\delta$  масла используют высоковольтные мосты переменного тока - Р-525, Р-5026, Р-595 и измерительную

ячейку (рисунок 4).

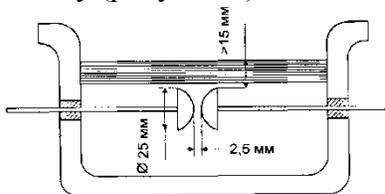


Рисунок 4 - Стандартная измерительная ячейка для измерения пробивного напряжения жидких диэлектриков

Электроды ячейки изготавливают из стали, а изолирующие прокладки из твердых материалов с высоким электрическим сопротивлением, таких как плавленый кварц (фторопласт-4). Электроды ячейки имеют контактные зажимы, обеспечивающие надежное соединение электродов с соответствующими элементами схемы. При этом охранный электрод присоединяют к заземлению и к экрану кабеля, соединяющего внутренний электрод с измерительным прибором (рисунок 5).

Напряжение, приложенное к электродам измерительной ячейки, должно соответствовать напряженности электрического поля в рабочем зазоре равной  $1 \text{ кВ/мм} \pm 3\%$ , если в стандартах на трансформаторное масло не указана другая величина. Источник напряжения обеспечивает синусоидальную форму кривой напряжения (коэффициент амплитуды от 1,34 до 1,48); колебания напряжения до 1%, а изменения частоты не более 0,5%.

В качестве нулевого индикатора при измерении мостом применяют вибрационный гальванометр, селективный микровольтметр и осциллоскоп. В подготовленной к опыту ячейке производят измерение емкости  $C_0$  и параметра  $\text{tg}5$ , если при этом  $\text{tg}5 > 0,0001$ , то ячейку промывают. В нерабочем положении ячейку хранят заполненной чистым маслом.

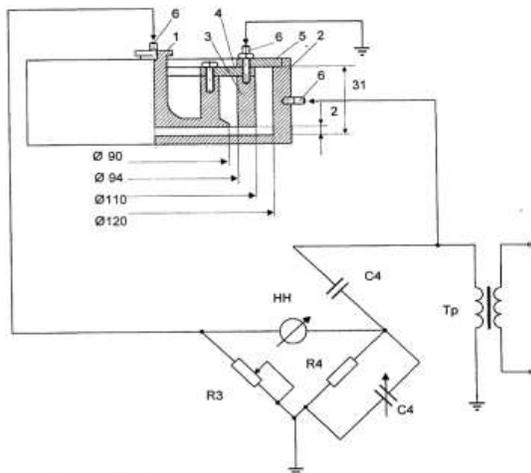


Рисунок 5 - Схема плоской измерительной ячейки с измерительным

мостом для измерения тангенса угла диэлектрических потерь:

1- измерительный электрод; 2 - высоковольтный электрод;  
3 - охранный электрод; 4 и 5 - держатели из изоляционного твердого материала; 6- зажимы для соединения с измерительной схемой;

НИ - нулевой индикатор; Тр- высоковольтный трансформатор;

Яз, С4, R4 - элементы измерительного моста

При диагностике порядок работы при измерении  $\text{tg}5$  масла определяется инструкцией к мосту. Измерение  $\text{tg}5$  масла производят для двух значений температуры  $20^\circ\text{C}$  и  $70^\circ\text{C}$  или  $20^\circ\text{C}$  и  $90^\circ\text{C}$ . Соответствующие указания имеются в технических условиях на конкретный сорт масла.

Заполненную ячейку помещают в испытательный стенд и присоединяют к электрической схеме (рисунок 5). Первое измерение производят при температуре, равной температуре помещения, затем масло нагревают и в течение 20 мин выдерживают ячейку, а затем определяют  $tg\delta$  масла.

Измерительную ячейку держат под напряжением в процессе определения  $tg\delta$ , а отсчет значения  $tg\delta$  проводят не позже, чем через 3 мин после включения напряжения. Значение  $tg\delta$  масла определяют по формуле

$$tg\delta = tg\delta_i - C \frac{tg\delta_0}{C_i}, \quad (2)$$

где  $C_0$ ,  $tg\delta$  - параметры пустой ячейки;  $C_i$ ,  $tg\delta$  - параметры ячейки с маслом.

Емкости  $C_0$ ,  $C_i$  подсчитывают в соответствии с указаниями инструкции к измерительному мосту. При  $tg\delta \gg tg\delta_0$  принимают, что  $tg\delta = tg\delta_i$ .

*Диагностика трансформатора методом включения «скачком» на номинальное напряжение.*

До включения трансформатора закончены монтаж и наладка всего оборудования (вспомогательного и распределительных устройств), системы управления, сигнализации, всех устройств релейной защиты, которые при первом включении установлены на отключение. Первое включение заключается в 3-5 кратной подаче на ненагруженный трансформатор «скачком» номинального напряжения. Если защиты не отключили его и не наблюдается признаков «аварийной» работы, то трансформатор диагностируется путем наблюдения (прослушивания).

Выполняют измерение тока холостого хода трансформатора включенного на номинальное напряжение амперметром класса не ниже 0,5.

Ток холостого хода трансформатора не нормируется (составляет 2-3% от номинального тока), причем в трехфазных трансформаторах он одинаков в обмотках крайних сердечников, у среднего на 20-35% меньше, а затем токи сравнивают с заводскими данными.

Для измерения тока холостого хода не применяют полупроводниковые приборы, т. к. ток такого прибора отличается от синусоидального. При оценке результатов измерений учитывают погрешность измерительных трансформаторов тока, работающих при малом первичном токе.

Если величина тока холостого хода превышает значение, приведенное в протоколах заводских испытаний, за трансформатором устанавливают дополнительный контроль во время эксплуатации (возможный признак наличия виткового замыкания или дефекта в стали магнитопровода).

*Диагностика и испытания трансформаторов находящихся в эксплуатации.*

Трансформаторы, автотрансформаторы и масляные выключатели (далее трансформаторы), находящиеся в эксплуатации, подвергают периодическим проверкам, испытаниям и диагностированию в объеме и сроки предусмотренные нормативной документацией.

Профилактические испытания и диагностику объекта проводят при проведении капитального ремонта «К», текущего ремонта «Т» и в межремонтный период «М».

Ремонт «К» - для трансформаторов от 10кВ до 110кВ - по результатам их испытаний и техническому состоянию.

Ремонт «Т» - для трансформаторов с РПН - 1 раз в год; для трансформаторов без РПН главных ТП напряжением 35кВ и выше не реже 1 раза в 2 года; для остальных - по мере необходимости, но не реже 1 раза в 4 года; для трансформаторов, установленных в месте усиленного загрязнения - по местным инструкциям.

Объем диагностирования и профилактических испытаний, предусмотренный ПЭЭП, включает следующие работы: определение условий включения, отношений  $C_2/C_{50}$  и  $D_С/С$  трансформатора; измерение сопротивления изоляции обмоток с определением  $R_{60}/R_{15}$ , ярмовых балок, прессующих колец и доступных для выявления замыкания стяжных шпилек;

измерение тангенса угла диэлектрических потерь  $\text{tg}\delta$  изоляции обмоток; испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции обмоток 35кВ и ниже вместе с вводами, изоляции доступных для испытания стяжных шпилек, прессующих и ярмовых балок; измерение сопротивления обмоток постоянного тока; проверку коэффициента трансформации, а также группы соединения обмоток трехфазных трансформаторов и полярности выводов однофазных трансформаторов.

Диагностика и профилактические испытания также включают: измерение тока и потерь холостого хода; проверку работы переключающего устройства; испытания бака с радиаторами статическим давлением столба масла; проверку устройств охлаждения и состояния индикаторного силикагеля; фазировку трансформатора, а также испытания масла из трансформаторов и баков контакторов устройств РПН. Испытания трансформаторов включением толчком на номинальное напряжение и испытание вводов.

*Диагностику методом измерения сопротивления изоляции обмоток с определением R60/R15* проводят при ремонтах «К», «Т» и «М», как до ремонта, так и после его окончания мегаомметром на 2500В по типовым схемам. При текущем ремонте измерения производят, если для этого не требуется расшиновка трансформатора.

Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции регламентируются таблицей 9. Таблица 9 - Наименьшие допустимые сопротивления изоляции R60 обмоток трансформатора в масле

| Номинальное напряжение обмотки высшего напряжения, кВ | Значения R60, МОм, при температуре обмотки, °С |     |     |     |     |     |    |
|---|--|-----|-----|-----|-----|-----|----|
|   | 10   | 20  | 30  | 40  | 50  | 60  | 70 |
| До 35   | 450  | 300 | 200 | 130 | 90  | 60  | 40 |
| 110   | 900  | 600 | 400 | 260 | 180 | 120 | 80 |
| Свыше 110   | Не нормируется                                 |     |     |     |     |     |    |

При текущем ремонте и межремонтных испытаниях сопротивления R60 и R60/R15 не нормируются (не должны снижаться за время ремонта более чем на 30%). Данные учитывают при комплексной диагностике и рассмотрении всех результатов измерений параметров изоляции.

*Диагностика методом измерения сопротивления изоляции ярмовых балок, прессующих колец и доступных для выявления замыкания стяжных шпилек* проводят при ремонтах «К» и «Т».

Диагностирование изоляции доступных стяжных шпилек, ярмовых балок и прессующих колец выполняют для выявления замыкания у масляных трансформаторов только при капитальном ремонте, а у сухих трансформаторов и при текущем ремонте.

Сопротивление изоляции доступных стяжных шпилек, ярмовых балок, прессующих колец измеряют мегаомметром на 2500В для масляных трансформаторов и 1000В для сухих силовых трансформаторов. Величина сопротивления изоляции не нормируется, из практики эксплуатации известно, что параметр должен быть в пределах (2...3) МОм для масляных трансформаторов для номинального напряжения 10кВ и от 10 до 20МОм для трансформаторов 110кВ и выше. Для сухих трансформаторов величина сопротивления изоляции находится в пределах от 1 до 2МОм.

Состояние стяжных шпилек и прессующих колец контролируют относительно стали магнитопровода и ярмовых балок, а ярмовые балки проверяют относительно магнитопровода. При удовлетворительных результатах диагностируют изоляцию стяжных шпилек и ярмовых балок напряжением 1000В частотой 50Гц. Продолжительность контроля 1

мин.

При эксплуатации трансформаторов изоляцию шпилек, ярмовых балок и прессующих колец считают неудовлетворительной при снижении параметров более, чем на 50% от исходных величин. Причиной плохого состояния изоляции являются заусеницы и грязь под стальными шайбами.

После диагностирования заземление всех четырех ярмовых балок и магнитопровода трансформатора должно быть восстановлено. Незаземленными остаются только стяжные шпильки ярма.

*Диагностику и испытание повышенным напряжением промышленной частоты* проводят при ремонтах «К» изоляции обмоток 35кВ и ниже вместе с вводами. Испытания изоляции трансформаторов выполняют при капитальном ремонте в случаях замены обмоток и изоляции. Испытания проводят повышенным напряжением промышленной частоты, равным заводскому испытательному напряжению в течении 1 мин.

При частичной замене обмоток испытательное напряжение выбирают в зависимости от того, сопровождалась ли замена части обмоток их снятием с сердечника или нет. Наибольшее испытательное напряжение при частичном ремонте принимают равным 90% напряжения, принятого заводом. При капитальном ремонте без замены обмоток и изоляции или с заменой изоляции, но без замены обмоток испытательное напряжение составляет 85% от заводского испытательного напряжения.

*Диагностику изоляции доступных для испытания стяжных шпилек, прессующих колец и ярмовых балок* выполняют в случае визуального осмотра активной части трансформатора. Испытание выполняют напряжением 1кВ промышленной частоты в течение 1 мин, если заводом-изготовителем не установлены более жесткие нормы испытания. Испытание можно заменить измерением одноминутного значения сопротивления изоляции мегомметром на напряжение 2500В.

*Диагностику и испытания масла из бака* проводят при ремонтах «К», «Т» и «М» в следующих случаях: после капитального ремонта; не реже 1 раза в 5 лет для трансформаторов мощностью свыше 630кВА работающих с термосифонными фильтрами; не реже 1 раза в 3 года для трансформаторов мощностью свыше 630кВА работающих без фильтров.

В трансформаторах мощностью до 630кВА проба масла не отбирается. При состоянии изоляции «не норма» производят работы по восстановлению изоляции, замене масла и силикагеля в термосифонном фильтре. Измерение tg $\delta$  масла производят у трансформаторов на напряжение 220кВ, а также у трансформаторов, имеющих повышенное значение tg $\delta$  изоляции.

*Диагностику и испытания масла из баков контакторов устройств РПН* проводят при ремонтах «Т» и «М» после числа переключений, указанного в инструкции по эксплуатации, но не реже 1 раза в год (таблица 10).

По результатам испытания масло меняют при пробивном напряжении ниже: 25кВ в контакторах с изоляцией 10кВ; 30 кВ - с изоляцией 35кВ; 35кВ - с изоляцией 40кВ; 110кВ - с изоляцией 220кВ, а также если в масле обнаружена вода (определение качественное) или механические примеси (определение визуальное).

Рассмотрим предельно допустимые показатели качества трансформаторного масла (таблица 10).

В таблице приведены значения показателей эксплуатационного масла всех марок. Значения показателей свежего сухого масла перед заливкой в оборудование, а также масла после заливки в электроэнергетическое оборудование и перед вводом в эксплуатацию устанавливаются соответствующими нормативными документами. Таблица 10 - Предельно допустимые показатели качества масла

| Наименование показателя   | Значение                                 |
|---|--|
| Наименьшее пробивное напряжение, определяемое в стандартном аппарате для трансформаторов, аппаратов и вводов на напряжение, кВ до 15<br>выше 15 до 35 выше 60 до 220<br>20 кВ 25 кВ 35 кВ       |  |
| Содержание механических примесей по визуальному определению   | 0  |
| Содержание взвешенного угля (определяется только для масляных трансформаторов)  | 1 балла                                  |
| Кислотное число не более  | 0,25 мг КОН                              |
| Содержание водорастворимых кислот и щелочей для трансформаторов мощностью более 630 кВА и маслонаполненных герметичных вводов для негерметичных вводов для трансформаторов мощностью до 630 кВА | 0,014 мг КОН 0,03 мг КОН Не определяется |
| Снижение температуры вспышки по сравнению с предыдущим анализом не более  | 5 <sup>0</sup> С                         |
| Тангенс угла диэлектрических потерь при 70 <sup>0</sup> С, не более   | 7%                                       |
| Влагосодержание по массе  | По заводским нормам                      |
| Содержание газов  | То же                                    |

*Диагностика методом испытания включением толчком на номинальное напряжение* проводят при ремонте «К». Трансформаторы, работающие в блоке с генератором, включают в сеть с подъемом напряжения с нуля. В процессе 3 - 5-кратного включения трансформатора на номинальное напряжение не должны иметь место явления, указывающие на неудовлетворительное состояние трансформаторов.

*Испытание встроенных трансформаторов тока* проводится при ремонтах «К» и «М». Испытание встроенных трансформаторов тока не проводится для сухих трансформаторов независимо от мощности.

*Программа работы.*

1. Анализ объекта диагностирования - силовой масляный трансформатор.
2. Визуальный осмотр и тепловизионный контроль силового масляного трансформатора.
3. Диагностика и измерение сопротивления изоляции силового масляного трансформатора.
4. Диагностика и испытание силового масляного трансформатора повышенным напряжением выпрямленного тока.
5. Заполнение протоколов диагностики масляного трансформатора.

*Оборудование рабочего места.*

1. Элементы оборудования силового масляного трансформатора.
2. Мегаомметры напряжением 1000В и 2500В.
3. Аппарат испытания изоляции напряжением 70кВ - АИИ - 70М.
4. Комплект электробезопасных средств.
5. Соединительные провода и приспособления.

*Оформление отчета по лабораторному практикуму.*

1. Цель и краткие сведения о силовых масляных трансформаторах.
2. Анализ объекта диагностирования - силовой масляный трансформатор (Приложение 1).
3. Протокол визуального осмотра и тепловизионного контроля силовых масляных трансформаторов (Приложение 2).

4. Протокол диагностики и измерения сопротивления силовых масляных трансформаторов (Приложение 3).
5. Протокол диагностики и испытания силовых масляных трансформаторов повышенным напряжением выпрямленного тока (Приложение 4).
6. Нормы тепловизионного контроля оборудования (Приложение 5).
5. Схемы диагностики, испытаний и измерений трансформаторов.
6. Выводы по работе.

#### *Приложение № 1*

*Пошаговый анализ объекта диагностики - изоляции трансформатора*

*Морфология* - диэлектрики жидкие (трансформаторное масло) и твердые (дерево, гетинакс, картон, бумажно-масляная изоляция).

*Процессы* (физические) - химические (восстановление, окисление, образование твердых и газообразных веществ, кислот и щелочей); механические (нарушение твердой изоляции); электрические (разряды, искрение); гидравлические (гидроудар); тепловые (перегревы изоляции).

*Вероятные нарушения процессов* - увлажнение; перегрев конструкции; деформации обмоток (расслоение изоляции); загрязнение примесями (шламом); газовые включения; частичные разряды; старение изоляции.

*Признаки проявления нарушений (дефектов)* - дымный выхлоп; наличие твердых примесей (шлама) в масле; снижение электрической прочно

сти масла; наличие кислот, щелочей и пузырьков газов в масле (образование газообразных продуктов разложения); помутнение (изменение цвета) масла; увеличение температуры нагрева элементов конструкции, давления и ударной волны в масле; работа газовой защиты на сигнал; отключение трансформатора устройствами защиты; изменение температуры вспышки и состава газов, растворенных в масле; изменение состава и горючести газов в газовом реле; изменение характеристик твердой изоляции.

*Контролируемые параметры (характеристики)* - удельное объемное сопротивление изоляции; ток и емкость абсорбции; тангенс угла диэлектрических потерь; электрическая прочность масла (пробивное напряжение); кислотное число; температура вспышки масла; влагосодержание; содержание газов (метан, водород, этан, этилен, ацетилен, оксид углерода, диоксид углерода, кислород, азот, пропилен, пропан).

*Анализ возможных состояний изоляции* (на примере бумажно-масляной изоляции - МБИ) - масло имеет пониженную электрическую прочность (локальный перегрев части барьера МБИ); наличие частичных разрядов в масляном канале между обмоткой и ближайшим к ней картонным барьером; разряд искровой по всей длине масляного канала (поверхностный разряд по МБИ); «ползущий» разряд в барьере МБИ; прогорание материала барьера МБИ вследствие замыкания части витков обмотки сетью следов «ползущего» разряда; короткое дуговое замыкание части витков обмотки.

*О тепловом состоянии силового масляного трансформатора* судят посредством выявления температурных аномалий на поверхности его бака или крыши, измерения значений температуры и анализа характера ее распределения, сопоставления мест нагрева с аналогичными участками фазы или других фаз, анализа причин возникновения температурной аномалии с учетом конструктивных особенностей электроэнергетического оборудования и токоведущих частей.

#### *Приложение № 2*

Объект

Место

Дата осмотра « » 201 \_ г.

ПРОТОКОЛ №

Визуальный осмотр и тепловизионный контроль оборудования силовых масляных трансформаторов

| №  | Контролируемые узлы                  | Температура узла |  | Примечание |
|----|--------------------------------------|------------------|--|------------|
| 1  | Ввод: токоведущие части фазы А       |                  |  |            |
| 2  | Ввод: токоведущие части фазы В       |                  |  |            |
| 3  | Ввод: токоведущие части фазы С       |                  |  |            |
| 4  | Ввод: нетоковедущие части фазы А     |                  |  |            |
| 5  | Ввод: нетоковедущие части фазы В     |                  |  |            |
| 6  | Ввод: нетоковедущие части фазы С     |                  |  |            |
| 7  | Болтовое соединение фазы А в воздухе |                  |  |            |
| 8  | Болтовое соединение фазы А в масле   |                  |  |            |
| 9  | Масло верхний слой                   |                  |  |            |
| 10 | Устройство заземления                |                  |  |            |

Выполнил: старший бригады ( )

Проверил: ответственный за объект ( )

Приложение № 3

ПРОТОКОЛ №

Диагностика и измерение сопротивления изоляции оборудования силовых масляных трансформаторов

Заказчик Объект диагностики

Район края Дата « » 201\_ г.

Диагностика и измерения выполнены

Измерения проведено мегаомметром типа

На напряжении заводской №

Ф.И.О. и должность лица выполнявшего работы

| № | Обозначение | Рабочее напряжение | Сопротивление изоляции силовых масляных трансформаторов А-В А-С В-С А-О В-О С-О |  |  |  |  |  | Примечание |
|---|-------------|--------------------|---|--|--|--|--|--|------------|
|   |             |                    |   |  |  |  |  |  |            |
| 1 |             |                    |   |  |  |  |  |  |            |
| 2 |             |                    |   |  |  |  |  |  |            |
| 3 |             |                    |   |  |  |  |  |  |            |

|   |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
|---|--|--|--|--|--|--|--|--|--|
| 4 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 5 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 6 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| 7 |  |  |  |  |  |  |  |  |  |

Выполнил: старший бригады ( )

Проверил: ответственный за объект( )

*Приложение № 4*

ПРОТОКОЛ №

Диагностика и испытание изоляции оборудования силовых масляных трансформаторов  
повышенным напряжением выпрямленного тока

Заказчик Объект диагностики

Район края Дата « » 201\_ г.

Диагностика аппаратом для испытания изоляции типа

Заводской номер аппарата

Ф.И.О. и должность лица выполнявшего работы

| № | Наименование силового<br>масляного трансформатора | Фаза | Испытательное<br>напряжение |                     | При-<br>меча-<br>ние |
|---|---|------|-----------------------------|---------------------|----------------------|
|   |   |      | Значение<br>кВ              | Длительность<br>мин |                      |
| 1 |   | А    |                             |                     |                      |
| 2 |   | В    |                             |                     |                      |
| 3 |   | С    |                             |                     |                      |
| 4 |   | А    |                             |                     |                      |
| 5 |   | В    |                             |                     |                      |
| 6 |   | С    |                             |                     |                      |

Выполнил: старший бригады ( )

Проверил: ответственный за объект( )

*Приложение 5*

Нормы тепловизионного контроля электроэнергетического  
оборудования

| № | Диагностируемые узлы | Максимальные значения<br>температуры, °С |         |
|---|----------------------|--|---------|
|   |                      | Критическая                              | Рабочая |
|   |                      |  |         |

|   |  |        |       |
|---|--|--------|-------|
| 1 | Токоведущие (кроме контактов и контактных соединений) и нетоковедущие металлические части:<br>неизолированные и несоприкасающиеся с изоляционными материалами изолированные или соприкасающиеся с изоляционными материалами классов нагревостойкости | 120    | 80    |
|   | У  | 90     | 50    |
|   | А  | 100    | 60    |
|   | Е  | 120    | 80    |
|   | В  | 130    | 90    |
|   | F  | 155    | 115   |
|   | Н  | 180    | 140   |
| 2 | Контакты из меди и медных сплавов:<br>без покрытий, в воздухе / в изоляционном масле<br>с накладными серебряными пластинами, в воздухе   | 75/80  | 35/40 |
|   | / в изоляционном масле   | 120/90 | 80/50 |
|   | с покрытием серебром или никелем, в воздухе / в изоляционном масле   | 50/90  | 65/50 |
|   | с покрытием серебром толщиной не менее 24 мкм с покрытием оловом, в воздухе / в изоляционном масле   | 120    | 80    |
| 3 | Контакты металлокерамические содержащие вольфрам и молибден в изоляционном масле: на основе меди / серебра   | 85/90  | 45/50 |
| 4 | Аппаратные выводы из меди, алюминия и их сплавов, предназначенные для соединения с внешними проводниками электрических цепей: без покрытия с покрытием оловом, серебром или никелем  | 90     | 50    |
|   |  | 105    | 65    |

|   |  |  |  |
|---|--|--|--|
| 5 | <p>Болтовые компактные соединения из меди, алюминия и их сплавов:<br/>без покрытия, в воздухе / в изоляционном масле</p> <p>с покрытием оловом, в воздухе/в изоляционном масле</p> <p>с покрытием серебром или никелем, в воздухе / в изоляционном масле</p>   | <p>90/100</p> <p>105/100</p> <p>115/100</p>                    | <p>50/60</p> <p>65/60</p> <p>75/60</p>                     |
| 6 | <p>Предохранители переменного тока напряжением 3кВ и выше:<br/>соединения из меди, алюминия и их сплавов в воздухе без покрытий / с покрытием оловом</p> <p>с разъемным контактным соединением на основе пружин</p> <p>с разборным соединением с нажатием болтом или винтом к в том числе выводы предохранителя металлические части, используемые как пружины:</p> <p>из меди</p> <p>из фосфористой бронзы и аналогичных сплавов</p> | <p>115/100</p> <p>75/95</p> <p>90/105</p> <p>75</p> <p>105</p> | <p>75/60</p> <p>35/55</p> <p>50/65</p> <p>35</p> <p>65</p> |
| 7 | Изоляционное масло в верхнем слое коммутационных аппаратов   | 90   | 50   |
| 8 | <p>Встроенные трансформаторы тока: обмотки</p> <p>магнитопроводы</p>   | -  | <p>10</p> <p>15</p>  |
| 9 | Болтовое соединение токоведущих выводов съемных вводов в масле/в воздухе   | -  | 85/65  |

|    |   |   |   |
|----|---|---|---|
| 10 | Соединения устройств регуляторов под нагрузкой (РПН) трансформаторов из меди (сплавов) и содержащих медь композиций без покрытия серебром при работе на воздухе / в масле: с нажатием болтами или другими элементами, обеспечивающими жесткость соединения с нажатием пружинами, которые очищаются сами в процессе переключения с нажатием пружинами, которые сами не очищаются в процессе переключения |   | 40/25<br>35/20<br>20/10                     |
| 11 | Токоведущие жилы силовых кабелей в режиме нормальном / аварийном при наличии изоляции из: ПВХ пластика и полиэтилена.<br><br>вулканизирующегося полиэтилена<br><br>резины<br><br>резины повышенной кислотостойкости<br><br>пропитанной бумажной изоляцией при вязкой/не вязкой пропитке и номинальном напряжении, кВ:<br>1 и 3<br><br>6<br><br>10<br><br>20<br><br>35                                   | 70/80<br><br>90/130<br><br>65/-<br><br>90/-<br><br><br><br>80/80<br><br>65/75<br><br>60/-<br><br>55/-<br><br>50/- |   |
| 12 | Коллекторы и контактные кольца, незащищенные и защищенные при изоляции классов нагревостойкости: А<br><br>Е<br><br>В<br><br>F<br><br>Н  |   | 60<br><br>70<br><br>80<br><br>90<br><br>100 |

|    |                                 |        |   |
|----|---------------------------------|--------|---|
| 13 | Подшипники скольжения / качения | 80/100 | - |
|----|---------------------------------|--------|---|

### Практическая работа 15 Тема «Диагностика и испытание трансформаторного масла»

*Диагностика и испытание трансформаторного масла.* Свежее масло перед заливкой вновь вводимых трансформаторов, прибывших без масла, испытывают по нормативным документам. Испытания масла перед включением под напряжение после монтажа производят по таблице 8.

Измерение тангенса угла диэлектрических потерь масла следует производить также у трансформаторов, имеющих повышенное значение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции.

Масло из трансформаторов 1 габарита, прибывающих на монтаж заполненными маслом, при наличии удовлетворяющих нормам показателей заводского испытания, проведенного не более чем за 6 месяцев до включения трансформаторов в работу, разрешается испытывать только по показателям таблицы 8.

Определение пробивного напряжения трансформаторного масла при частоте 50Гц производится в соответствии с требованиями нормативных документов с целью определения его качества.

Наличие невидимой влаги, продуктов сгорания, окисления, разложения масла снижают его электрическую прочность.

Таблица 8 - Предельные допустимые значения показателей качества трансформаторного масла

| Показатель качества масла   | Свежее сухое масло перед заливкой в оборудование |                   |                   |                   | Масло непосредственно после заливки в оборудование |                   |                   |                   |
|---|--|-------------------|-------------------|-------------------|--|-------------------|-------------------|-------------------|
|   | по ГОСТ 982-80* марки ТКп                        | по ГОСТ1 0121-76* | по ТУ 38-1-182-68 | по ТУ 38-1-239-69 | по ГОСТ 982-SO* марки ТКп                          | по ГОСТ1 0121-76* | по ТУ 38-1-182-68 | по ТУ 38-1-239-69 |
| 1   | 2  | 3                 | 4                 | 5                 | 6  | 7                 | 8                 | 9                 |
| 1. Электрическая прочность масла, определяемая в стандартном сосуде, для трансформаторов напряжением: |  |                   |                   |                   |  |                   |                   |                   |
| до 15 кВ  | 30   | 30                | 30                | -                 | 25   | 25                | 25                | -                 |
| выше 15 до 35 кВ  | 35   | 35                | 35                | -                 | 30   | 30                | 30                | -                 |
| от 60 до 220 кВ   | 45   | 45                | 45                | -                 | 40   | 40                | 40                | -                 |
| от 330 до 500 кВ  | 50   | 50                | 50                | -                 | 50   | 50                | 50                | -                 |
| 2. Содержание механических примесей   | Отсутствие (визуально)                           |                   |                   |                   |  |                   |                   |                   |

|   |                 |                        |                    |                         |                 |                 |                   |            |
|---|-----------------|------------------------|--------------------|-------------------------|-----------------|-----------------|-------------------|------------|
| 3. Содержание взвешенного угля в трансформаторах и выключателях   | Отсутствие      |                        |                    |                         |                 |                 |                   |            |
| 4. Кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более   | 0,02            | 0,02                   | 0,03               | 0,01                    | 0,02            | 0,02            | 0,03              | 0,01       |
| 5. Реакция водной вытяжки   | Нейтральная     |                        |                    |                         |                 |                 |                   |            |
| 6. Температура вспышки, °С, не ниже   | 135             | 150                    | 135                | 135                     | 135             | 150             | 135               | 135        |
| 7. Кинематическая вязкость, $110^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ , не более при 20°С при 50°С  | 9,0             | 28<br>9,0              | 30<br>9,0          | 9,0                     |                 |                 |                   |            |
| 8. Температура застывания, °С, не выше <sup>1</sup>   | -45             | -45                    | -45                | -53                     | -               | -               | -                 | -          |
| 9. Натровая проба, баллы, не более  | 1               | 1                      | 1                  | 1                       | -               | -               | -                 | -          |
| 10. Прозрачность при +5°С   | Прозрачно       |                        |                    |                         |                 |                 |                   |            |
| 11. Общая стабильность против окисления (по ГОСТ 981-75*):<br>- количество осадков после окисления, %, не более<br>- кислотное число окисленного масла, мг КОН на 1 г масла, не более | 0,01<br>0,1     | Отсут-<br>ствие<br>0,1 | 0,03<br>0,3        | Отсут-<br>ствие<br>0,03 | -<br>-          | -<br>-          | -<br>-            | -<br>-     |
| 12. Тангенс угла диэлектрических потерь, %, не бо- лее <sup>2</sup> :<br>при 20°С<br>при 70°С при 90°С  | 0,2<br>1,5<br>- | 0,2<br>2,0<br>-        | 0,05<br>0,7<br>1,5 | 0,3<br>0,5              | 0,4<br>2,0<br>- | 0,4<br>2,5<br>- | 0,1<br>1,0<br>2,0 | 0,5<br>0,7 |

Испытание производится с помощью аппаратов, например, АИМ-80, АИИ-70М и стандартной измерительной ячейки сосуда.

*Порядок испытаний и диагностирования.* В цепи обмотки ВН испытательного трансформатора включают сопротивление из расчета 0,2 - 1 Ом на 1В для ограничения тока короткого замыкания в момент пробоя. Ток при пробое не должен быть менее 20мА при напряжении пробоя свыше 15кВ. В цепи обмотки НН устанавливают автоматический выключатель с временем срабатывания не более 0,02с. Форма кривой испытательного напряжения синусоидальна, а коэффициент амплитуды (отношение максимального значения напряжения к эффективному) испытательного напряжения в пределах 1,34 - 1,48.

Приборы, применяемые для измерения испытательного напряжения должны иметь класс точности не ниже 1,5.

Корпус измерительной ячейки изготавливают из изоляционного материала, который не взаимодействует с трансформаторным маслом. Например, фарфор, электроизоляционные пластмассы, электроизоляционное стекло. Electroды должны быть сферической формы диаметром 25мм, изготовленные из латуни и отполированы. Electroды должны быть смонтированы так, чтобы их оси находились на одной горизонтальной линии, параллельной нижней поверхности испытательной ячейки. Зазор между электродами должен составлять  $(2,5 \pm 0,05)$  мм. Глубина погружения электродов в трансформаторное масло должны быть не менее 15мм.

При обнаружении потемнения поверхностей электродов они должны быть демонтированы, отполированы замшей, тщательно промыты растворителем и вновь смонтированы. Обработанную ячейку ополаскивают испытываемой жидкостью и заполняют порцией масла, предназначенной для испытания. В нерабочем состоянии измерительную ячейку хранят заполненную маслом, а пробивное напряжение такого масла в пределах норм. Если перед началом испытаний в пробе трансформаторного масла обнаружены капельки влаги, определение пробивного напряжения не производят, а качество масла характеризуют как неудовлетворительное.

Температура масла при испытании должна быть в пределах 15 - 35<sup>0</sup>С и не отличаться от температуры помещения. Плотнo закрытый сосуд с пробой масла должен быть выдержан в помещении не менее 30мин.

Перед заполнением измерительной ячейки емкость с пробой масла несколько раз осторожно переворачивают вверх дном, для того чтобы содержащиеся в пробе загрязнения равномерно распределились по всему объему.

При этом нельзя встряхивать сосуд во избежание попадания пузырьков воздуха в испытываемое масло. Измерительную ячейку и электроды также ополаскивают небольшим количеством масла из сосуда с пробой. Затем медленно заполняют ячейку, следя за тем, чтобы непрерывная струя масла падала на стенку ячейки и не образовывалось пузырьков воздуха.

После заполнения ячейки до приложения напряжения должна быть выдержка 10 мин. При наличии в масле пузырьков воздуха последние следует удалить перемешиванием жидкости стеклянной палочкой. Подача напряжения на испытательную ячейку производят в соответствии с инструкцией к аппарату, с помощью которого определяют электрическую прочность трансформаторного масла.

Перед началом измерений проверяют исправность защитного заземления аппарата, блокировки, изоляции питающего провода и вилки. Работу выполняют в диэлектрических перчатках, стоя на диэлектрическом коврикe. Перестановку измерительной ячейки, перемешивание масла в ней производят после отключения аппарата от сети. Подъем напряжения производят плавно с постоянной скоростью равной 2 кВ/с  $\pm 20\%$ .

При одном заполнении ячейки маслом выполняют шесть пробоев с интервалом в 5 мин, одновременно стеклянной палочкой перемешивают масло для удаления продуктов разложения из межэлектродного пространства, не допуская образования воздушных пузырьков.

*Диагностика методом измерения тангенса угла диэлектрических потерь масла* при частоте 50Гц характеризует его качество и зависит: для свежих масел - от степени очистки его на заводе, а в эксплуатации - от степени загрязнения и старения масла. При измерении tg $\delta$  масла используют высоковольтные мосты переменного тока - P-525, P-5026, P-595 и измерительную ячейку (рисунок 4).

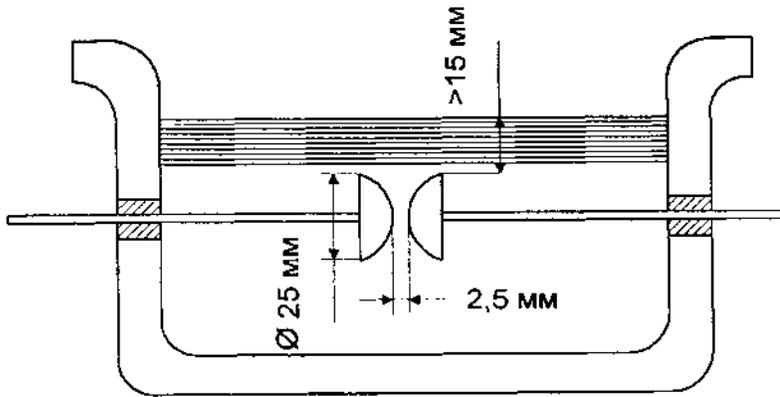


Рисунок 4 - Стандартная измерительная ячейка для измерения пробивного напряжения жидких диэлектриков

Электроды ячейки изготавливают из стали, а изолирующие прокладки из твердых материалов с высоким электрическим сопротивлением, таких как плавленный кварц (фторопласт-4). Электроды ячейки имеют контактные зажимы, обеспечивающие надежное соединение электродов с соответствующими элементами схемы. При этом охранный электрод присоединяют к заземлению и к экрану кабеля, соединяющего внутренний электрод с измерительным прибором (рисунок 5).

Напряжение, приложенное к электродам измерительной ячейки, должно соответствовать напряженности электрического поля в рабочем зазоре равной  $1 \text{ кВ/мм} \pm 3\%$ , если в стандартах на трансформаторное масло не указана другая величина. Источник напряжения обеспечивает синусоидальную форму кривой напряжения (коэффициент амплитуды от 1,34 до 1,48); колебания напряжения до 1%, а изменения частоты не более 0,5%.

В качестве нулевого индикатора при измерении мостом применяют вибрационный гальванометр, селективный микровольтметр и осциллоскоп. В подготовленной к опыту ячейке производят измерение емкости  $C_0$  и параметра  $\text{tg}\delta$ , если при этом  $\text{tg}\delta > 0,0001$ , то ячейку промывают. В нерабочем положении ячейку хранят заполненной чистым маслом.

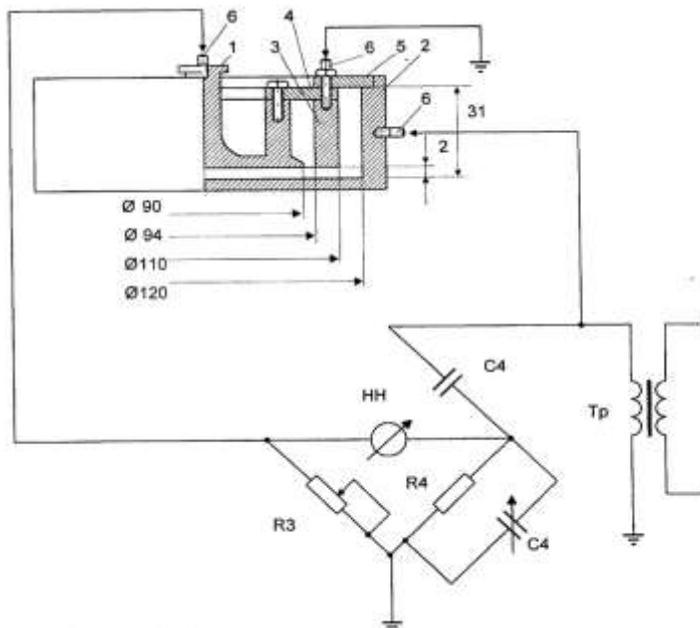


Рисунок 5 - Схема плоской измерительной ячейки с измерительным мостом для измерения тангенса угла диэлектрических потерь:

1- измерительный электрод; 2 - высоковольтный электрод;  
3 - охранный электрод; 4 и 5 - держатели из изоляционного твердого материала; 6- зажимы для соединения с измерительной схемой;

НИ - нулевой индикатор; Тр- высоковольтный трансформатор;

Яз, С4, R4 - элементы измерительного моста

При диагностике порядок работы при измерении tg5 масла определяется инструкцией к мосту. Измерение tg5 масла производят для двух значений температуры 20<sup>0</sup>С и 70<sup>0</sup>С или 20<sup>0</sup>С и 90<sup>0</sup>С. Соответствующие указания имеются в технических условиях на конкретный сорт масла.

Заполненную ячейку помещают в испытательный стенд и присоединяют к электрической схеме (рисунок 5). Первое измерение производят при температуре, равной температуре помещения, затем масло нагревают и в течение 20 мин выдерживают ячейку, а затем определяют tg5 масла.

Измерительную ячейку держат под напряжением в процессе определения tg5, а отсчет значения tg5 проводят не позже, чем через 3 мин после включения напряжения. Значение tg5 масла определяют по формуле

$$tgS = tgS_i - C_i tgS_0, \quad (2)$$

где С0, tg5 - параметры пустой ячейки; Сi, tgS - параметры ячейки с маслом.

Емкости С0, Сi подсчитывают в соответствии с указаниями инструкции к измерительному мосту. При tg5 >> tg50 принимают, что tg5 = tg8i.

## **Практическая работа 16 Тема «Диагностика и испытания трансформаторов находящихся в эксплуатации»**

*Диагностика и испытания трансформаторов находящихся в эксплуатации.*

Трансформаторы, автотрансформаторы и масляные выключатели (далее трансформаторы), находящиеся в эксплуатации, подвергают периодическим проверкам, испытаниям и диагностированию в объеме и сроки предусмотренные нормативной документацией.

Профилактические испытания и диагностику объекта проводят при проведении капитального ремонта «К», текущего ремонта «Т» и в межремонтный период «М».

Ремонт «К» - для трансформаторов от 10кВ до 110кВ - по результатам их испытаний и техническому состоянию.

Ремонт «Т» - для трансформаторов с РПН - 1 раз в год; для трансформаторов без РПН главных ТП напряжением 35кВ и выше не реже 1 раза в 2 года; для остальных - по мере необходимости, но не реже 1 раза в 4 года; для трансформаторов, установленных в месте усиленного загрязнения - по местным инструкциям.

Объем диагностирования и профилактических испытаний, предусмотренный ПЭЭП, включает следующие работы: определение условий включения, отношений С2/С50 и ДС/С трансформатора; измерение сопротивления изоляции обмоток с определением R60/R15, ярмовых балок, прессующих колец и доступных для выявления замыкания стяжных шпилек; измерение тангенса угла диэлектрических потерь tg5 изоляции обмоток; испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции обмоток 35кВ и ниже вместе с вводами, изоляции доступных для испытания стяжных шпилек, прессующих и ярмовых балок; измерение сопротивления обмоток постоянного току; проверку коэффициента трансформации, а также группы соединения обмоток трехфазных трансформаторов и полярности выводов однофазных трансформаторов.

Диагностика и профилактические испытания также включают: измерение тока и потерь холостого хода; проверку работы переключающего устройства; испытания бака с

радиаторами статическим давлением столба масла; проверку устройств охлаждения и состояния индикаторного силикагеля; фазировку трансформатора, а также испытания масла из трансформаторов и баков контакторов устройств РПН. Испытания трансформаторов включением толчком на номинальное напряжение и испытание вводов.

*Диагностику методом измерения сопротивления изоляции обмоток с определением R60/R15* проводят при ремонтах «К», «Т» и «М», как до ремонта, так и после его окончания мегаомметром на 2500В по типовым схемам. При текущем ремонте измерения производят, если для этого не требуется расшиновка трансформатора.

Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции регламентируются таблицей 9. Таблица 9 - Наименьшие допустимые сопротивления изоляции R60 обмоток трансформатора в масле

| Номинальное напряжение обмотки высшего напряжения, кВ | Значения R60, МОм, при температуре обмотки, °С |     |     |     |     |     |    |
|---|--|-----|-----|-----|-----|-----|----|
|   | 10   | 20  | 30  | 40  | 50  | 60  | 70 |
| До 35   | 450  | 300 | 200 | 130 | 90  | 60  | 40 |
| 110   | 900  | 600 | 400 | 260 | 180 | 120 | 80 |
| Свыше 110   | Не нормируется                                 |     |     |     |     |     |    |

При текущем ремонте и межремонтных испытаниях сопротивления R60 и R60/R15 не нормируются (не должны снижаться за время ремонта более чем на 30%). Данные учитывают при комплексной диагностике и рассмотрении всех результатов измерений параметров изоляции.

*Диагностика методом измерения сопротивления изоляции ярмовых балок, прессирующих колец и доступных для выявления замыкания стяжных шпилек* проводят при ремонтах «К» и «Т».

Диагностирование изоляции доступных стяжных шпилек, ярмовых балок и прессирующих колец выполняют для выявления замыкания у масляных трансформаторов только при капитальном ремонте, а у сухих трансформаторов и при текущем ремонте.

Сопротивление изоляции доступных стяжных шпилек, ярмовых балок, прессирующих колец измеряют мегаомметром на 2500В для масляных трансформаторов и 1000В для сухих силовых трансформаторов. Величина сопротивления изоляции не нормируется, из практики эксплуатации известно, что параметр должен быть в пределах (2...3) МОм для масляных трансформаторов для номинального напряжения 10кВ и от 10 до 20МОм для трансформаторов 110кВ и выше. Для сухих трансформаторов величина сопротивления изоляции находится в пределах от 1 до 2МОм.

Состояние стяжных шпилек и прессирующих колец контролируют относительно стали магнитопровода и ярмовых балок, а ярмовые балки проверяют относительно магнитопровода. При удовлетворительных результатах диагностируют изоляцию стяжных шпилек и ярмовых балок напряжением 1000В частотой 50Гц. Продолжительность контроля 1 мин.

При эксплуатации трансформаторов изоляцию шпилек, ярмовых балок и прессирующих колец считают неудовлетворительной при снижении параметров более, чем на 50% от исходных величин. Причиной плохого состояния изоляции являются заусеницы и грязь под стальными шайбами.

После диагностирования заземление всех четырех ярмовых балок и магнитопровода трансформатора должно быть восстановлено. Незаземленными остаются только стяжные шпильки ярма.

*Диагностику и испытание повышенным напряжением промышленной частоты* проводят при ремонтах «К» изоляции обмоток 35кВ и ниже вместе с вводами. Испытания изоляции трансформаторов выполняют при капитальном ремонте в случаях замены обмоток и изоляции. Испытания проводят повышенным напряжением промышленной частоты, равным заводскому испытательному напряжению в течении 1 мин.

При частичной замене обмоток испытательное напряжение выбирают в зависимости от того, сопровождалась ли замена части обмоток их снятием с сердечника или нет. Наибольшее испытательное напряжение при частичном ремонте принимают равным 90% напряжения, принятого заводом. При капитальном ремонте без замены обмоток и изоляции или с заменой изоляции, но без замены обмоток испытательное напряжение составляет 85% от заводского испытательного напряжения.

*Диагностику изоляции доступных для испытания стержней шпилек, прессующих колец и яшмовых балок* выполняют в случае визуального осмотра активной части трансформатора. Испытание выполняют напряжением 1кВ промышленной частоты в течение 1 мин, если заводом-изготовителем не установлены более жесткие нормы испытания. Испытание можно заменить измерением одномоментного значения сопротивления изоляции мегомметром на напряжение 2500В.

*Диагностику и испытания масла из бака* проводят при ремонтах «К», «Т» и «М» в следующих случаях: после капитального ремонта; не реже 1 раза в 5 лет для трансформаторов мощностью свыше 630кВА работающих с термосифонными фильтрами; не реже 1 раза в 3 года для трансформаторов мощностью свыше 630кВА работающих без фильтров.

В трансформаторах мощностью до 630кВА проба масла не отбирается. При состоянии изоляции «не норма» производят работы по восстановлению изоляции, замене масла и силикагеля в термосифонном фильтре. Измерение tg $\delta$  масла производят у трансформаторов на напряжение 220кВ, а также у трансформаторов, имеющих повышенное значение tg $\delta$  изоляции.

*Диагностику и испытания масла из баков контакторов устройств РПН* проводят при ремонтах «Т» и «М» после числа переключений, указанного в инструкции по эксплуатации, но не реже 1 раза в год (таблица 10).

По результатам испытания масло меняют при пробивном напряжении ниже: 25кВ в контакторах с изоляцией 10кВ; 30 кВ - с изоляцией 35кВ; 35кВ - с изоляцией 40кВ; 110кВ - с изоляцией 220кВ, а также если в масле обнаружена вода (определение качественное) или механические примеси (определение визуальное).

Рассмотрим предельно допустимые показатели качества трансформаторного масла (таблица 10).

В таблице приведены значения показателей эксплуатационного масла всех марок. Значения показателей свежего сухого масла перед заливкой в оборудование, а также масла после заливки в электроэнергетическое оборудование и перед вводом в эксплуатацию устанавливаются соответствующими нормативными документами.

Таблица 10 - Предельно допустимые показатели качества масла

| Наименование показателя  | Значение          |
|--|-------------------|
| Наименьшее пробивное напряжение, определяемое в стандартном аппарате для трансформаторов, аппаратов и вводов на напряжение, кВ до 15 | 20 кВ 25 кВ 35 кВ |

|   |  |
|---|--|
| Содержание механических примесей по визуальному определению   | 0  |
| Содержание взвешенного угля (определяется только для масляных выключателей) не более  | 1 балла                                  |
| Кислотное число не более  | 0,25 мг КОН                              |
| Содержание водорастворимых кислот и щелочей для трансформаторов мощностью более 630 кВА и маслонаполненных герметичных вводов для негерметичных вводов для трансформаторов мощностью до 630 кВА | 0,014 мг КОН 0,03 мг КОН Не определяется |
| Снижение температуры вспышки по сравнению с предыдущим анализом не более  | 5 <sup>0</sup> С                         |
| Тангенс угла диэлектрических потерь при 70 <sup>0</sup> С, не более   | 7%                                       |
| Влагосодержание по массе  | По заводским нормам                      |
| Содержание газов  | То же                                    |

*Диагностика методом испытания включением толчком на номинальное напряжение* проводят при ремонте «К». Трансформаторы, работающие в блоке с генератором, включают в сеть с подъемом напряжения с нуля. В процессе 3 - 5-кратного включения трансформатора на номинальное напряжение не должны иметь место явления, указывающие на неудовлетворительное состояние трансформаторов.

*Испытание встроенных трансформаторов тока* проводится при ремонтах «К» и «М». Испытание встроенных трансформаторов тока не проводится для сухих трансформаторов независимо от мощности.

*Программа работы.*

6. Анализ объекта диагностирования - силовой масляный трансформатор.
7. Визуальный осмотр и тепловизионный контроль силового масляного трансформатора.
8. Диагностика и измерение сопротивления изоляции силового масляного трансформатора.
9. Диагностика и испытание силового масляного трансформатора повышенным напряжением выпрямленного тока.
10. Заполнение протоколов диагностики масляного трансформатора.

*Оборудование рабочего места.*

6. Элементы оборудования силового масляного трансформатора.
7. Мегаомметры напряжением 1000В и 2500В.
8. Аппарат испытания изоляции напряжением 70кВ - АИИ - 70М.
9. Комплект электротехнических средств.
10. Соединительные провода и приспособления.

*Оформление отчета по лабораторному практикуму.*

7. Цель и краткие сведения о силовых масляных трансформаторах.
8. Анализ объекта диагностирования - силовой масляный трансформатор (Приложение 1).
9. Протокол визуального осмотра и тепловизионного контроля силовых масляных трансформаторов (Приложение 2).
10. Протокол диагностики и измерения сопротивления силовых масляных трансформаторов (Приложение 3).
11. Протокол диагностики и испытания силовых масляных трансформаторов повышенным напряжением выпрямленного тока (Приложение 4).
12. Нормы тепловизионного контроля оборудования (Приложение 5).
7. Схемы диагностики, испытаний и измерений трансформаторов.

8. Выводы по работе.

### **Приложение № 1**

*Пошаговый анализ объекта диагностики - изоляции трансформатора*

*Морфология* - диэлектрики жидкие (трансформаторное масло) и твердые (дерево, гетинакс, картон, бумажно-масляная изоляция).

*Процессы* (физические) - химические (восстановление, окисление, образование твердых и газообразных веществ, кислот и щелочей); механические (нарушение твердой изоляции); электрические (разряды, искрение); гидравлические (гидроудар); тепловые (перегревы изоляции).

*Вероятные нарушения процессов* - увлажнение; перегрев конструкции; деформации обмоток (расслоение изоляции); загрязнение примесями (шламом); газовые включения; частичные разряды; старение изоляции.

*Признаки проявления нарушений (дефектов)* - дымный выхлоп; наличие твердых примесей (шлама) в масле; снижение электрической прочности масла; наличие кислот, щелочей и пузырьков газов в масле (образование газообразных продуктов разложения); помутнение (изменение цвета) масла; увеличение температуры нагрева элементов конструкции, давления и ударной волны в масле; работа газовой защиты на сигнал; отключение трансформатора устройствами защиты; изменение температуры вспышки и состава газов, растворенных в масле; изменение состава и горючести газов в газовом реле; изменение характеристик твердой изоляции.

*Контролируемые параметры (характеристики)* - удельное объемное сопротивление изоляции; ток и емкость абсорбции; тангенс угла диэлектрических потерь; электрическая прочность масла (пробивное напряжение); кислотное число; температура вспышки масла; влагосодержание; содержание газов (метан, водород, этан, этилен, ацетилен, оксид углерода, диоксид углерода, кислород, азот, пропилен, пропан).

*Анализ возможных состояний изоляции* (на примере бумажно-масляной изоляции - МБИ) - масло имеет пониженную электрическую прочность (локальный перегрев части барьера МБИ); наличие частичных разрядов в масляном канале между обмоткой и ближайшим к ней картонным барьером; разряд искровой по всей длине масляного канала (поверхностный разряд по МБИ); «ползущий» разряд в барьере МБИ; прогорание материала барьера МБИ вследствие замыкания части витков обмотки сетью следов «ползущего» разряда; короткое дуговое замыкание части витков обмотки.

*О тепловом состоянии силового масляного трансформатора* судят посредством выявления температурных аномалий на поверхности его бака или крышки, измерения значений температуры и анализа характера ее распределения, сопоставления мест нагрева с аналогичными участками фазы или других фаз, анализа причин возникновения температурной аномалии с учетом конструктивных особенностей электроэнергетического оборудования и токоведущих частей.

### **Приложение № 2**

Объект

Место

Дата осмотра « » 201 \_ г.

ПРОТОКОЛ №

Визуальный осмотр и тепловизионный контроль оборудования силовых масляных трансформаторов

| № | Контролируемые узлы | Температура узла | Примечание |
|---|---------------------|------------------|------------|
|---|---------------------|------------------|------------|

|    |                                      |  |  |  |
|----|--------------------------------------|--|--|--|
| 1  | Ввод: токоведущие части фазы А       |  |  |  |
| 2  | Ввод: токоведущие части фазы В       |  |  |  |
| 3  | Ввод: токоведущие части фазы С       |  |  |  |
| 4  | Ввод: нетоковедущие части фазы А     |  |  |  |
| 5  | Ввод: нетоковедущие части фазы В     |  |  |  |
| 6  | Ввод: нетоковедущие части фазы С     |  |  |  |
| 7  | Болтовое соединение фазы А в воздухе |  |  |  |
| 8  | Болтовое соединение фазы А в масле   |  |  |  |
| 9  | Масло верхний слой                   |  |  |  |
| 10 | Устройство заземления                |  |  |  |

Выполнил: старший бригады ( )

Проверил: ответственный за объект( )

**Приложение № 3**

**ПРОТОКОЛ №**

Диагностика и измерение сопротивления изоляции оборудования силовых масляных трансформаторов

Заказчик Объект диагностики

Район краяДата « » 201\_ г.

Диагностика и измерения выполнены

Измерения проведено мегаомметром типа

На напряжении заводской №

Ф.И.О. и должность лица выполнявшего работы

| № | Обозначение | Рабочее напряжение | Сопротивление изоляции силовых масляных трансформаторов А-В А-С В-С А-О В-О С-О |  |  |  |  |  | Примечание |
|---|-------------|--------------------|---|--|--|--|--|--|------------|
|   |             |                    |   |  |  |  |  |  |            |
| 1 |             |                    |   |  |  |  |  |  |            |
| 2 |             |                    |   |  |  |  |  |  |            |
| 3 |             |                    |   |  |  |  |  |  |            |
| 4 |             |                    |   |  |  |  |  |  |            |
| 5 |             |                    |   |  |  |  |  |  |            |
| 6 |             |                    |   |  |  |  |  |  |            |
| 7 |             |                    |   |  |  |  |  |  |            |

Выполнил: старший бригады ( )

Проверил: ответственный за объект( )

**Приложение № 4**

## ПРОТОКОЛ №

Диагностика и испытание изоляции оборудования силовых масляных трансформаторов  
повышенным напряжением выпрямленного тока

Заказчик Объект диагностики

Район края Дата « » 201\_ г.

Диагностика аппаратом для испытания изоляции типа

Заводской номер аппарата

Ф.И.О. и должность лица выполнявшего работы

| № | Наименование силового<br>масляного трансформатора | Фаза | Испытательное<br>напряжение |              | При-<br>меча-<br>ние |
|---|---|------|-----------------------------|--------------|----------------------|
|   |   |      | Значение                    | Длительность |                      |
| 1 |   | А    |                             |              |                      |
| 2 |   | В    |                             |              |                      |
| 3 |   | С    |                             |              |                      |
| 4 |   | А    |                             |              |                      |
| 5 |   | В    |                             |              |                      |
| 6 |   | С    |                             |              |                      |

Выполнил: старший бригады ( )

Проверил: ответственный за объект ( )

**Приложение 5**

Нормы тепловизионного контроля электроэнергетического  
оборудования

| № | Диагностируемые узлы   | Максимальные значения<br>температуры, °С |         |
|---|--|--|---------|
|   |  | Критическая                              | Рабочая |
| 1 | Токоведущие (кроме контактов и контактных<br>соединений) и нетоковедущие металлические части:<br>неизолированные и несоприкасающиеся с<br>изоляционными материалами изолированные или<br>соприкасающиеся с изоляционными материалами<br>классов нагревостойкости |  |         |
|   | У  | 120                                      | 80      |
|   | А  | 90                                       | 50      |
|   | Е  | 100                                      | 60      |
|   | В  | 120                                      | 80      |
|   | F  | 130                                      | 90      |
|   | Н  | 155                                      | 115     |
|   |  | 180                                      | 140     |

|    |  |   |                                     |
|----|--|---|-------------------------------------|
| 2  | Контакты из меди и медных сплавов:<br>без покрытий, в воздухе / в изоляционном масле<br>с накладными серебряными пластинами, в воздухе<br>/ в изоляционном масле<br>с покрытием серебром или никелем, в воздухе / в<br>изоляционном масле<br>с покрытием серебром толщиной не менее 24 мкм с<br>покрытием оловом, в воздухе / в изоляционном<br>масле  | 75/80<br>120/90<br>50/90<br>120         | 35/40<br>80/50<br>65/50<br>80       |
| 3  | Контакты металлокерамические содержащие вольфрам и<br>молибден в изоляционном масле: на основе меди /<br>серебра   | 85/90                                   | 45/50                               |
| 4  | Аппаратные выводы из меди, алюминия и их сплавов,<br>предназначенные для соединения с внешними<br>проводниками электрических цепей: без покрытия<br>с покрытием оловом, серебром или никелем   | 90<br>105                               | 50<br>65                            |
| 5  | Болтовые компактные соединения из меди, алюминия и<br>их сплавов:<br>без покрытия, в воздухе / в изоляционном масле<br>с покрытием оловом, в воздухе/в изоляционном масле<br>с покрытием серебром или никелем, в воздухе / в<br>изоляционном масле   | 90/100<br>105/100<br>115/100            | 50/60<br>65/60<br>75/60             |
| 6  | Предохранители переменного тока напряжением 3кВ и<br>выше:<br>соединения из меди, алюминия и их сплавов в воздухе<br>без покрытий / с покрытием оловом<br>с разъемным контактным соединением на основе пружин<br>с разборным соединением с нажатием болтом или<br>винтом к в том числе выводы предохранителя<br>металлические части, используемые как пружины:<br>из меди<br>из фосфористой бронзы и аналогичных сплавов     | 115/100<br>75/95<br>90/105<br>75<br>105 | 75/60<br>35/55<br>50/65<br>35<br>65 |
| 7  | Изоляционное масло в верхнем слое коммутационных<br>аппаратов  | 90                                      | 50                                  |
| 8  | Встроенные трансформаторы тока: обмотки<br>магнитопроводы  | -<br>-                                  | 10<br>15                            |
| 9  | Болтовое соединение токоведущих выводов съемных<br>выводов в масле/в воздухе   | -                                       | 85/65                               |
| 10 | Соединения устройств регуляторов под нагрузкой (РПН)<br>трансформаторов из меди (сплавов) и содержащих медь<br>композиций без покрытия серебром при работе на<br>воздухе / в масле: с нажатием болтами или другими<br>элементами, обеспечивающими жесткость соединения с<br>нажатием пружинами, которые очищаются сами в<br>процессе переключения с нажатием пружинами, которые<br>сами не очищаются в процессе переключения | -                                       | 40/25<br>35/20<br>20/10             |

|    |   |   |   |
|----|---|---|---|
| 11 | Токоведущие жилы силовых кабелей в режиме нормальном / аварийном при наличии изоляции из: ПВХ пластика и полиэтилена.<br>вулканизирующегося полиэтилена резины<br>резины повышенной кислотостойкости пропитанной бумажной изоляцией при вязкой/не вязкой пропитке и номинальном напряжении, кВ:<br>1 и 3<br>6<br>10<br>20<br>35 | 70/80<br>90/130<br>65/-<br>90/-<br>80/80<br>65/75<br>60/-<br>55/-<br>50/- | -<br>-<br>-<br>-<br>-<br>-<br>-<br>-<br>- |
| 12 | Коллекторы и контактные кольца, незащищенные и защищенные при изоляции классов нагревостойкости: А<br><br>Е<br>В<br>F<br>Н  | -<br>-<br>-<br>-<br>-   | 60<br>70<br>80<br>90<br>100               |
| 13 | Подшипники скольжения / качения   | 80/100  | -   |

## Тема 5. Техническое обслуживание электрических машин

### Практическая работа № 17 Тема: Проверка целостности заземления электродвигателя.

**Цель:** Изучить методику проверки целостности заземления электродвигателей.

**Материальное обеспечение:** Информационный материал, рабочие тетради.

**Общие теоретические положения:**

Все электроустановки (смонтированные или реконструированные) согласно Правилам Устройства Электроустановок (ПУЭ) и Правилам Технической Эксплуатации Электроустановок Потребителей (ПТЭЭП) подвергаются регламентированным электрическим испытаниям.

**Виды испытаний (измерений):**

- проверка состояния элементов заземляющих устройств электроустановок
- проверка наличия цепи и замеры переходных сопротивлений между заземлителями и заземляющими проводниками, заземляемыми оборудованием (элементами) и заземляющими проводниками
- измерение (замер) сопротивления заземляющих устройств всех типов (замер заземления)
- измерение (замер) сопротивления изоляций кабелей, обмоток электродвигателей, аппаратов, вторичных цепей и электропроводок, и электрооборудования напряжением до 1000 В

По результатам электрических измерений (испытаний) составляется Технический отчет с окончательным заключением о состоянии смонтированной электроустановки, который подписывает начальник лаборатории и специалисты, проводившие электроизмерения. Обязательным приложением Технического отчета является копия свидетельства о регистрации электроизмерительной лаборатории. Технический отчет включает в себя следующие протоколы:

- Протокол визуального осмотра
- Протокол наличия цепи между заземлителями и заземленными элементами электрооборудования (металлосвязь)
- Протокол проверки сопротивлений заземлителей и заземляющих устройств
- Протокол измерения сопротивления изоляции проводов, кабелей, аппаратов и обмоток электрических машин

Потребителю электроэнергии очень важно отнестись к данным видам работ внимательно, т.к. они позволяют выявить все недостатки электроустановки: фальсифицированные аппараты защиты и коммутации, целостность проводников и наличие хороших контактов, соответствие выполненной электроустановки электропроекту.

Замер сопротивления изоляции:

Сопротивление изоляции измеряется, как правило, для каждого провода относительно остальных заземленных проводов. Если измерения по этой схеме дадут неудовлетворительный результат, то производится замер сопротивления изоляции каждого провода относительно земли (остальные провода не заземляются) и между каждыми двумя проводами.

Если электропроводки, находящиеся в эксплуатации, имеют сопротивление изоляции ниже 1 Мом, то заключение о пригодности делается после испытаний их переменным током промышленной частоты напряжением 1 кВ.

Измерение сопротивления заземляющих устройств (контур заземления):

Измерение сопротивления заземляющих устройств (замер заземления) проводится с целью проверки его соответствия требованиям нормативных документов (ПУЭ гл. 1.8., ПТЭЭП пр. 3).

Для замера сопротивления заземлителей создается искусственная цепь протекания тока через испытываемый заземлитель. Для этого на некотором расстоянии от испытываемого заземлителя располагается вспомогательный заземлитель (токовый электрод), подключаемый вместе с испытываемым заземлителем к источнику напряжения. Для измерения падения напряжения на испытываемом заземлителе при прохождении через него тока в зоне нулевого потенциала располагается зонд (потенциальный электрод).

Для получения как можно более реальных результатов рекомендуется измерения производить в период наибольшего удельного сопротивления грунта. Сопротивление заземляющего устройства определяется умножением измеренного значения на поправочные коэффициенты, учитывающие конфигурацию устройства, климатические условия и состояние почвы. Для заземлителей, находящихся в промерзшем грунте или ниже глубины промерзания, введение поправочного коэффициента не требуется. Измерение удельного сопротивления грунта проводится, когда измеренное сопротивление заземлителя больше проектного значения или не соответствует нормативным требованиям. В этом случае проверяется допустимая степень этого несоответствия при повышенных удельных сопротивлениях грунта.

Проверка наличия цепи между заземлителями и заземляемыми элементами (металлосвязь):

Измерения производятся с целью определения целостности и непрерывности защитных проводников от измеряемого объекта до заземлителя или магистрали заземления и проводников выравнивания потенциалов, определения сопротивления измеряемого участка

защитной цепи и с целью измерения (или отсутствия) напряжения на заземленных корпусах проверяемого оборудования в рабочем режиме.

Качество электрических соединений проверяется осмотром, а сварочных соединений ударами молотка (кувалды) с последующими измерениями цепи.

Измерения сопротивления производятся между любой открытой проводящей частью и ближайшей точкой главного проводника системы управления потенциалов. Защитные проводники включают металлические электротехнические трубы, металлические оболочки кабелей.

Замер петли фаза-нуль:

Контур, состоящий из фазы трансформатора и цепи фазного и нулевого проводников принято называть петлей «фаза-нуль».

Измерение сопротивления петли «фаза-нуль» и токов однофазных замыканий проводится с целью проверки надежности срабатывания аппаратов защиты от сверхтоков при замыкании фазного проводника на открытые проводящие части.

Проверка надежности и быстроты отключения поврежденного участка сети состоит в следующем: Определяется ток короткого замыкания на корпус  $I_{кз}$ . Этот ток сопоставляется с расчетным током срабатывания защиты испытываемого участка сети. Если возможный в данном участке сети ток аварийного режима превышает ток срабатывания защиты с достаточной кратностью, надежность отключения считается обеспеченной. Ток короткого замыкания  $I_{кз}$  - это отношение номинального напряжения сети к полному сопротивлению петли «фаза-нуль».  $I_{кз}$  сравнивается с нормами ПТЭЭП.

#### **Проверка наличия электрической цепи между заземленным оборудованием и заземлителем.**

Целью этой проверки является определение непрерывности и надежности цепи заземления. В заземляющих проводниках, соединяющих оборудование с контуром заземления, не должно быть обрывов и неудовлетворительных контактов.

В простых неразветвленных сетях измерение сопротивления переходных контактов производится непосредственно между заземлителем и каждым заземляемым элементом. В сложных, разветвленных сетях сначала производится измерение сопротивления между заземлителем и отдельными участками заземляющей магистрали, а потом измерение сопротивления между участком и заземленными элементами. Перед измерением необходимо убедиться в отсутствии напряжения на корпусах проверяемого оборудования. Удобнее всего использовать специально предназначенный для таких проверок омметр типа М-372 (рис. 13.1.).

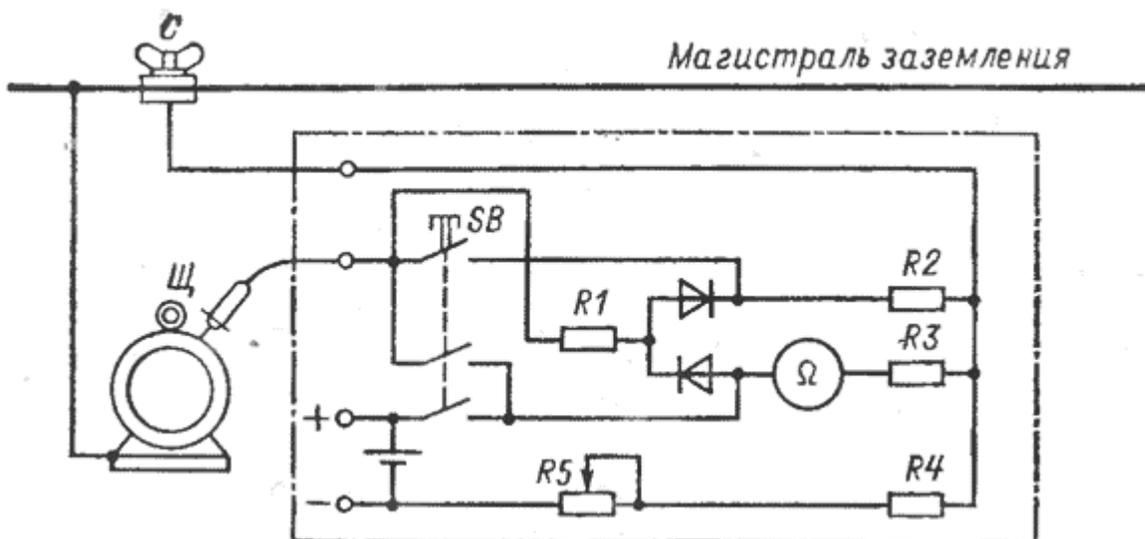


Рис. 13.1. Схема омметра типа М-372

Прибор позволяет обнаруживать напряжение на заземленном (или зануленном) корпусе от 60 (первое деление) до 380 В и измерять сопротивление от 0,1 до 50 Ом. Прибор снабжен ремнем (во время измерений испытатель может повесить его на грудь), струбциной С, при помощи которой один из зажимов прибора присоединяют к зачищенному месту на заземляющей магистрали медным гибким проводом сечением 1,5; 2,5 или 4 мм<sup>2</sup>, длина которого соответственно должна быть 3, 5 или 8 м, и щупом Щ с изолирующей рукояткой и присоединенным к нему гибким проводником сопротивлением 0,035 Ом. Присоединив прибор к струбцине и щупу, корректором R5 устанавливают стрелку на нуль, затем нажимают кнопку SB и рукояткой устанавливают стрелку на отметке бесконечность.

Отпустив кнопку, касаются острием щупа очищенного от краски моста на корпусе проверяемого электроприемника. Если стрелка отклоняется, то на корпусе есть напряжение, и нажимать кнопку нельзя во избежание повреждения прибора. Если напряжения нет, то нажимают кнопку и по шкале оценивают сопротивление, которое в большинстве случаев меньше 0,1 Ом. Сопротивление заземляющих проводников не нормировано, но если оно у какого-то аппарата значительно увеличилось по сравнению с измеренным при последних испытаниях или сильно отличается от сопротивления проводника у других аппаратов, надо тщательно проверить качество переходных контактов цепи, особенно в месте присоединения заземляющего проводника к корпусу данного аппарата. Для измерения сопротивлений можно также использовать мосты типов ММВ, УМВ, МВУ или измерители сопротивления заземления типа МС-08, у которых одно деление шкалы при положении переключателя «Измерение X0,01» соответствует 0,02 Ом, при этом зажимы 1 и E1 соединяют со щупом, а 2 и E2 — с магистралью заземления (или наоборот). Во избежание повреждения прибора при плохом контакте щупа с корпусом электроприемника надо начинать вращать рукоятку осторожно.

При измерении" применяются довольно длинные проводники их сопротивление должно быть учтено при определении сопротивления заземляющего проводника. Для присоединения провода к испытуемому объекту используется специальный щуп из трехгранного напильника с изолирующей ручкой. К напильнику вблизи ручки приваривается контактный зажим для провода. Для присоединения к заземлителю или магистрали заземления и получения хорошего контакта провод снабжается струбциной.

Имеются рекомендации о проведении проверки целостности заземляющих проводников путем подачи в проверяемую цепь через реостат и понизительный трансформатор 300—500 В-Л напряжения 12 В. В этом случае разрыв цепи или плохой контакт будут обнаружены по

•отсутствию тока, колебанию стрелки амперметра или (малому значению тока. Однако этот способ из-за опасности искрения и значительного нагрева в местах плохого контакта недопустим во взрыво- и пожароопасных помещениях.

Измерение электрических сопротивлений во взрыво- и пожароопасных помещениях производится искробезопасным омметром типа М-372И, который имеет неполноценное ИО / водород и может применяться во взрывоопасных помещениях всех классов. Измерение прибором производится только по специальным схемам, исключающим образование опасной искры при включении прибор.

**Задание к работе:** Изучить информационный и презентационный материал и описать методику проверки наличия электрической цепи между заземленным оборудованием и заземлителем.

**Порядок выполнения работы:**

1. Изучить инструкцию к практической работе.
2. Изучить информационный и презентационный материал.
3. Записать методику проверки наличия электрической цепи между заземленным оборудованием и заземлителем.
4. Составить отчет.

**Содержание отчета:**

1. Тема.
2. Цель.
3. Материальное обеспечение.
4. Выполненная работа.
5. Ответы на вопросы.

**Вопросы для самоконтроля:**

1. На основании каких документов проводится проверка целостности заземления электродвигателей?
2. Перечислите виды испытаний целостности заземления электродвигателе.
3. В каких документах отражаются результаты проверки целостности заземления электродвигателей?

**Практическая работа № 18 Тема: Измерение сопротивления изоляции обмоток статора.**

**Цель:** Ознакомиться с устройством мегомметра и научиться измерять им сопротивление изоляции проводов и обмоток электродвигателей.

**Материальное обеспечение:**

Мегомметр М-1101 на 500 В .....1 шт.

Электродвигатель трехфазного тока любой мощности.....1 шт.

Провода соединительные многожильные площадью сечения 2,5 мм<sup>2</sup>, длиной 1,5 м .....2 шт

**Общие теоретические положения:**

Хорошая изоляция проводки обеспечивает исправное действие всей электроустановки,

поэтому периодически мегомметром необходимо проверять ее сопротивление, которое составляет обычно десятки и сотни мегом. Мегомметр состоит из генератора постоянного тока и измерительного прибора. Изоляцию проводов измеряют при отсутствии напряжения от постоянного источника электрической энергии. Схема мегомметра М-1101 показана на рис. 1, а. При изменении сопротивления зажим Л присоединяют

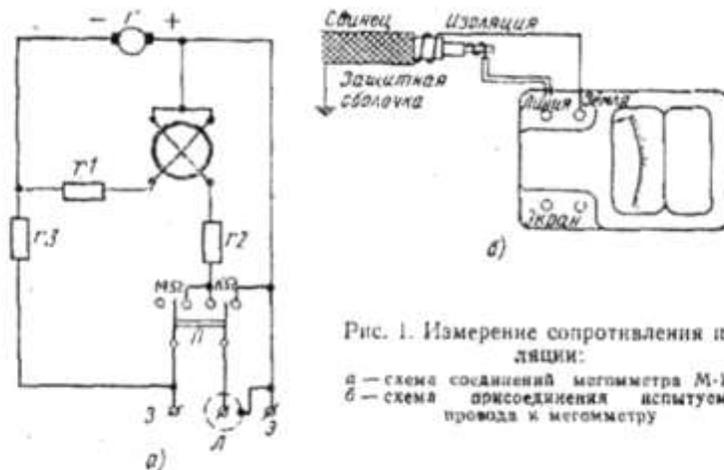


Рис. 1. Измерение сопротивления изоляции:  
а — схема соединений мегомметра М-1101,  
б — схема присоединения испытуемого провода к мегомметру

к одному проводу линии, а зажим З — к другому проводу или к земле. Схема включения мегомметра дана на рис. 1, б. Для измерения сопротивления изоляции вращают рукоятку с частотой 120 об/мин и по шкале определяют ее величину.

**Задание на работу:** Освоить методику измерения сопротивления обмоток статора.

**Порядок выполнения работы:**

1. Изучить инструкцию к практической работе.
2. Изучить информационный и презентационный материал.
3. Ознакомиться с устройством и схемой мегомметра 3-3867
4. Измерить сопротивления изоляции между проводами трехфазной линии и между каждым фазным проводом и землей; потребители электрической энергии должны быть отключены. Результаты записать в табл. 1

Таблица 1

| Измерение сопротивлений изоляции проводов |                |             |                |
|---|----------------|-------------|----------------|
| Фаза — земля                              | $r_{из}$ , МОм | Фаза — фаза | $r_{из}$ , МОм |
| A — земля                                 |                | A — B       |                |
| B — земля                                 |                | B — C       |                |
| C — земля                                 |                | C — A       |                |

5. Измерить сопротивление изоляции всех обмоток статора трехфазного двигателя. Обмотки должны быть разомкнуты. Результаты измерений записать в табл. 2.

Таблица 2

Измерение сопротивления изоляции обмоток  
трехфазного электродвигателя

| Фаза — корпус | $r_{из}$ , МОм | Фаза — фаза | $r_{из}$ , МОм |
|---------------|----------------|-------------|----------------|
| С 1 — корпус  |                | А — В       |                |
| С 2 — корпус  |                | А — С       |                |
| С 3 — корпус  |                | С — А       |                |

4. Составить отчет.

**Содержание отчета:**

1. Тема.
2. Цель.
3. Материальное обеспечение.
4. Параметры мегаомметра, двигателя.
5. Таблицы с результатами измерений.
5. Ответы на вопросы.

**Вопросы для самоконтроля.**

1. Как устроен мегомметр?
2. Для чего измеряют сопротивление изоляции?
3. При каком сопротивлении изоляции линии и электродвигатели непригодны к эксплуатации?

**Практическая работа № 19 Тема: Измерение сопротивления изоляции обмоток якоря.**

**Цель:** Освоить методику измерения сопротивления изоляции обмоток якоря.

**Материальное обеспечение:** Информационный материал, рабочие тетради

**Общие теоретические положения:**

Рассмотрим методику измерения параметров и нахождения неисправностей якоря, как наиболее дорогостоящей составляющей коллекторного электродвигателя. Внешний вид якоря электродвигателя показан на рис. 15.1. Обмотка якоря, как известно, состоит из ряда последовательных обмоток (секций), которые уложены в пазах сердечника. Выводы обмоток (секций) электрически подключены к пластинам цилиндрического коллектора. К токопроводящим пластинам коллектора, который вращается вместе с якорем, прижимаются графитовые щетки, через которые происходит коммутация токов в обмотках якоря.

Все неисправности якоря можно разделить на две группы: электрические и механические.

К механическим неисправностям якоря и узлов, связанных с ним, относятся:

- повышенное биение коллектора на валу якоря при вращении;
- плохой прижим щеток к коллектору;
- несоответствие между типом коллектора и материалом используемых щеток;

- несоответствие угла укладки (угла заноса) обмоток якоря исходному типу намотки; Рассмотрим эти виды неисправностей подробнее.

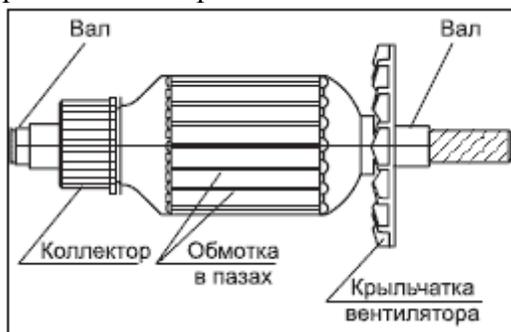


Рис.15. 1. Якорь

**Повышенное биение коллектора на валу якоря** приводит к увеличенной вибрации щеток при вращении якоря, что усиливает искрообразование, и как следствие, приводит к повышенному выделению тепла и сокращению ресурса работы щеток и электродвигателя в целом. Повышенное биение коллектора на валу якоря может быть вызвано следующими причинами:

- большим люфтом подшипника или разбитым посадочным местом подшипника;
- износом резиновой амортизационной втулки заднего подшипника;
- плохой балансировкой самого якоря. В этом случае даже при исправных подшипниках и амортизационной втулке при включении машины ощущается повышенная вибрация и замечается повышенный шум от вращения якоря. Подобный дефект устраняется балансировкой якоря на специальном балансировочном станке;
- неравномерным износом коллектора или недостаточно точным изготовлением коллектора. Обнаружить повышенное биение коллектора можно с помощью микрометра, имеющего подпружиненную измерительную штангу. Измеренное таким образом биение коллектора не должно превышать 5 мкм. В противном случае поверхность коллектора нужно обработать в токарном приспособлении, в специальных призмах или другом приспособлении, дающем необходимую точность установки. Коллекторы якорей высокооборотных электродвигателей должны тщательно проверяться на величину биения.

**Плохой прижим щеток к коллектору** возможен при износе щеток, ослаблении упругости пружины в щеткодержателе, а также при люфте или заедании щетки в щеткодержателе. Несоответствие между типом коллектора и материалом используемых щеток. Имеется четыре группы разновидностей щеток [2], различающихся типом материала и предназначенных для соответствующих видов коллекторов. После установки щеток, соответствующих коллектору группы, необходимо произвести их притирку к коллектору, то есть дать поработать электродвигателю 3-4 минуты.

**Несоответствие угла укладки (заноса) обмоток якоря исходному типу намотки.** Угол укладки - это смещение пластины коллектора относительно паза якоря, в котором расположена обмотка, начальный вывод которой соединен сданной пластиной коллектора. Несоответствие угла укладки обмоток якоря исходному типу намотки якоря может возникнуть при перемотке обмоток якоря или его замене на новый якорь, изготовленный другим производителем. Несоответствие угла укладки обмоток якоря может быть выявлено проверкой угла укладки исходного якоря и примененного якоря. Рассмотрим более подробно электрические неисправности якорей.

К электрическим неисправностям якоря относятся:

- обрыв обмотки;

- короткозамкнутые витки в обмотке;
- пониженное сопротивление изоляции между обмоткой якоря и его сердечником (или валом);
- повышенное сопротивление между выводом обмотки и пластиной коллектора, так называемое переходное сопротивление между обмоткой и коллектором;

### Определение обрывов и переходных сопротивлений в обмотках якоря

Самый простой способ определить обрыв в обмотках якоря - это провести проверку электрического сопротивления обмоток при помощи омметра, прикоснувшись щупами последнего к двум смежным пластинам коллектора (см. рис.15. 2). При этом омметр регистрирует сопротивление  $R_э$ , равное:

$$R_э = R // (N-1) * R$$

где  $N$  - количество обмоток,  $R$  - сопротивление одной обмотки,  $(N-1) \times R$  - сопротивление последовательно включенных  $(N-1)$  обмоток,  $//$  - знак параллельного соединения.

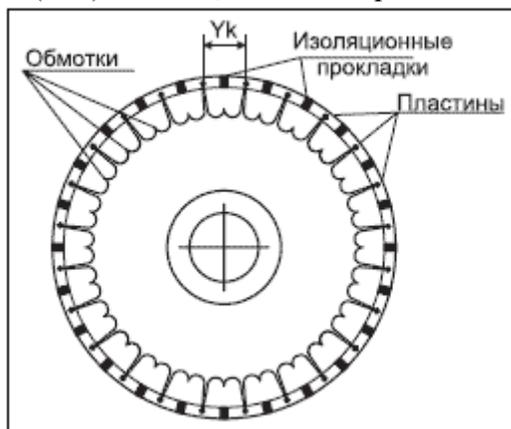


Рис.15. 2. Схема подключения обмоток якоря к коллектору

Так как количество обмоток в якоре  $N$ , как правило, бывает не менее 20, то в случае обрыва обмотки, непосредственно к которой подключаются щупы омметра, показания последнего увеличиваются более чем в десять раз. Однако при таком способе проверки сопротивления обмоток якоря потребуется достаточно большое время для проведения контроля, чтобы проверить все пластины коллектора. Кроме того, при измерении сопротивления низкоомных обмоток на результаты измерения будет существенно влиять сопротивление контакта между щупом и коллекторной пластиной. Существует способ контроля сопротивления обмоток путем поворота якоря на 360 градусов (рис. 3), при этом к пластинам коллектора прижимаются два пружинящих контакта, сдвинутых на расстояние  $S$ , равное шагу  $Y_k$  между пластинами коллектора (см. рис. 3а). Пружинящие контакты прижимаются к пластинам коллектора и подключаются к омметру, якорь поворачивают, контакты последовательно пробегают все пластины, омметр регистрирует сопротивление обмоток. Диаметр контролируемых коллекторов может находиться в диапазоне от 15 до 45 мм, шаг  $Y_k$  между пластинами коллектора также бывает различным: от 2 до 4 мм. Поскольку пластины коллектора разделены между собой изоляционными прокладками (дорожками) шириной 0,4...1,0 мм, то при попадании пружинящего контакта на эту прокладку омметр будет регистрировать ложный обрыв. Избавиться от этого путем увеличения толщины пружинящего контакта свыше 1,0 мм не удастся, поскольку диаметры коллекторов различных типов якорей различаются в три раза. Значит и кривизна контактируемой поверхности также будет сильно меняться, и вследствие этого не удастся обеспечить плотного прилегания всей поверхности торца контакта к пластине коллектора вне зависимости от его диаметра. Надежное контактирование между пружинящим контактом и

пластинами коллектора любого диаметра можно обеспечить, используя сдвоенные пружинящие контакты, как показано на рис. 15.3.

При этом торцы сдвоенного контакта достаточно сдвинуть относительно друг друга на расстояние  $t = 1$  мм, чтобы избавиться от регистрации ложных обрывов. Кроме того, использование сдвоенного пружинящего контакта позволяет применить более точную 4-проводную схему измерения.

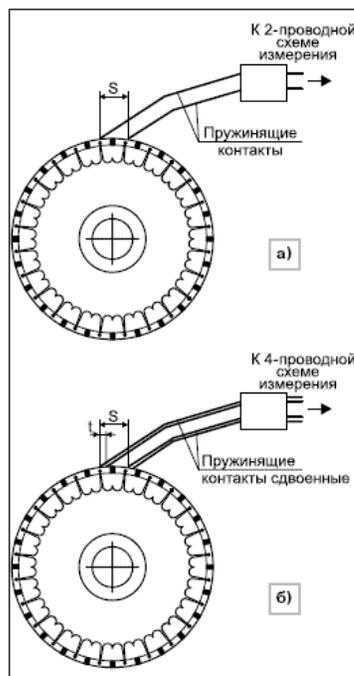


Рис.15. 3. Измерение сопротивления обмоток якоря при помощи пружинящих контактов а) коллектор с пружинящими контактами б) коллектор со сдвоенными пружинящими контактами

Функциональная схема устройства оперативного определения обрыва в обмотках якоря показана на рис. 4. Схема включает: источник постоянного тока  $I_0$ , буферный каскад - инвертор (ОУ, R1, R2), цифровой вольтметр (мультиметр), компаратор напряжений СМР, световой индикатор обрыва HL1 и зуммер обрыва BF1.

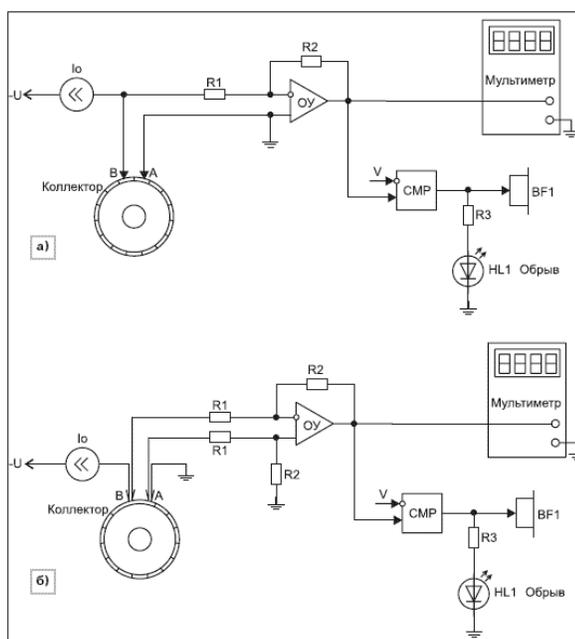


Рис.15. 4. Функциональная схема определения обрыва в обмотках якоря а) 2-проводная схема измерения б) 4-проводная схема измерения

Пружинящие контакты А и В прижимаются к пластинам коллектора и на них подается фиксированный ток  $I_0$  (мА) от источника тока. Напряжение на выходе ОУ будет равно:

$$U(\text{мВ}) = I_0 \cdot (R_3 + 0,001R_n)$$

(при условии  $R_1 = R_2 \gg R_3$ ),

где:  $R_a$  - эквивалентное сопротивление обмоток, включенных между двумя смежными пластинами коллектора, Ом;  $R_n$  - переходное сопротивление между пружинящими контактами и пластинами коллектора, мОм.

В случае обрыва обмотки измеряемое сопротивление резко возрастает (более чем в 10 раз), загорается индикатор брака HL1 и звучит зуммер BF1. Диапазон сопротивления обмоток (секций) различных типов якорей достаточно большой - от 0,1 до 20 Ом. Величина этого сопротивления напрямую связана с мощностью контролируемого якоря. Чем больше мощность якоря и чем большего сечения проводом выполнены его обмотки, тем меньше сопротивление обмоток якоря. 2-проводная схема измерения, изображенная на рис. 4а, имеет погрешность, связанную с увеличением измеряемого сопротивления на величину переходного сопротивления  $R_n$ . Для якорей мощных электродвигателей, у которых сопротивление обмоток составляет десятые доли Ом, эта погрешность может быть существенной. Для устранения погрешности переходного сопротивления используется 4-проводная схема измерения, показанная на рис. 4б. При такой схеме измерения величина переходного сопротивления  $R_n$  практически не влияет на выходное напряжение  $U$ , которое в этом случае пропорционально измеряемому сопротивлению  $R_3$ :

$$U = I_0 \cdot R_3$$

(при условии  $R_1 = R_2 \gg R_3$ )

Сравнивая показания цифрового вольтметра различных секций обмоток якоря, можно судить о переходном сопротивлении между выводами секции и пластинами коллектора, то есть о качестве обжима или термоусадки (сварки) проводов в ламелях коллектора.

#### **Обнаружение межвиткового замыкания в обмотках якоря**

Для обнаружения межвиткового замыкания в обмотках якоря последний помещают в переменное электромагнитное поле, создаваемое с помощью внешней статорной катушки. На статорную катушку поступает переменное напряжение с генератора (рис. 15. 5). С

противоположной стороны от статорной катушки вблизи пазов якоря размещают датчик электромагнитного поля BS. При отсутствии межвиткового замыкания в обмотках наводится напряжение, но из-за симметричного расположения обмоток ток в обмотках отсутствует. Вследствие этого суммарное электромагнитное поле, воздействующее на датчик BS, очень незначительно. В случае межвиткового замыкания в одной из секций симметрия поля и его взаимокомпенсация нарушаются. В пазах, где располагается секция с короткозамкнутым витком, величина электромагнитного поля резко возрастает, что и регистрируется датчиком BS. Сигнал на выходе детектора D превышает пороговый уровень V компаратора CMP, включается сигнал брака по меж-витковому замыканию (загорается индикатор брака MB и звучит зуммер BF). Чувствительность этой схемы к короткозамкнутым виткам определяется величиной зазора Sc между статором и сердечником якоря, величиной зазора Sbs между датчиком электромагнитного поля BS и пазами, в которых уложены провода обмотки якоря, а также параметрами электронной схемы.

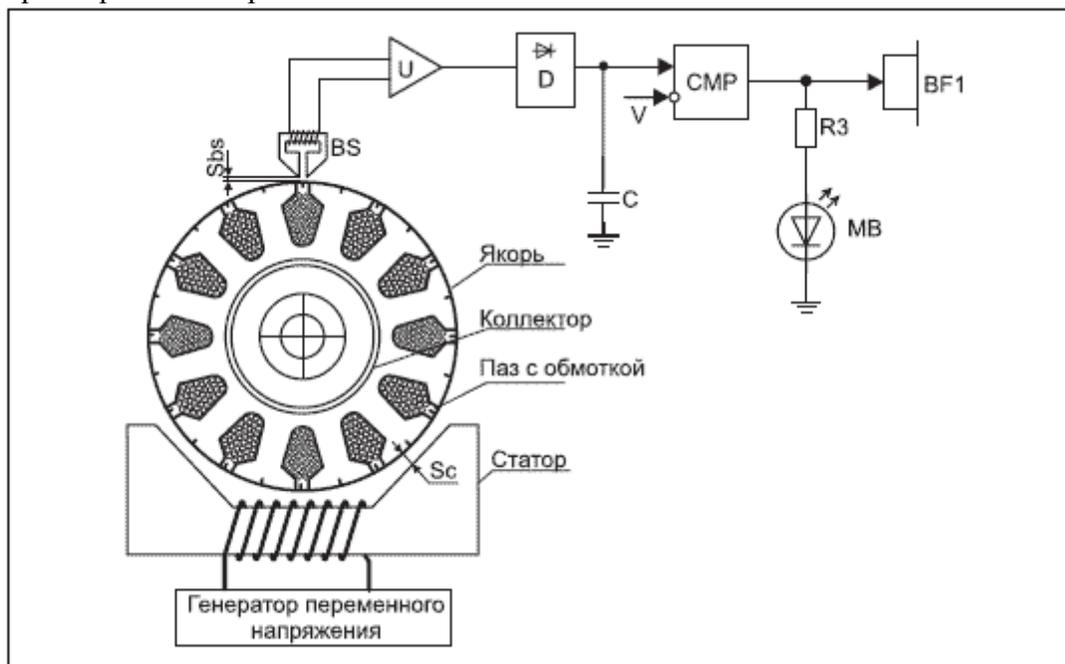


Рис. 15.5. Функциональная схема проверки обмоток якоря на межвитковое замыкание

### Определение сопротивления изоляции обмоток якоря

При измерении сопротивления изоляции между обмотками якоря и его металлическими частями необходимо руководствоваться правилами международного стандарта NFC15-100[3], а также ГОСТ 16264.0-85. В соответствии с ГОСТ 16264.0-85 "Машины электрические малой мощности. Двигатели. Общие технические условия.", п.3.2, сопротивление изоляции токоведущих частей двигателей относительно корпуса должно быть не менее 100 МОм для основной изоляции в практически холодном состоянии и в нормальных климатических условиях. Измерить сопротивление изоляции Яиз обмоток якоря наиболее просто подачей тестируемого напряжения (500 В) между обмоткой якоря и его сердечником (валом) и измерением тока утечки Iy. Прибор измеряет ток утечки Iy, при этом искомое сопротивление Rиз будет равно:

$$R_{из}(МОм) = 500/I_y - R_b,$$

где Iy - ток утечки (мкА), Rb - балластное сопротивление, ограничивающее ток в цепи измерения (МОм).

Величина порогового значения тока утечки Iyп для сопротивления 100 МОм, будет равна:

$$I_{yп} = 500/(100+R_b).$$

Если ток утечки, измеренный прибором, превысит значение  $I_{уп}$ , формируется сигнал брака по сопротивлению изоляции.

На основе приведенных функциональных схем разработан и выпускается прибор ПУНС-5 (рис.15. 6), предназначенный для проверки якорей и статоров электродвигателей, работающих от сети переменного тока 220 В, 50 Гц мощностью от 100 до 2500 Вт.

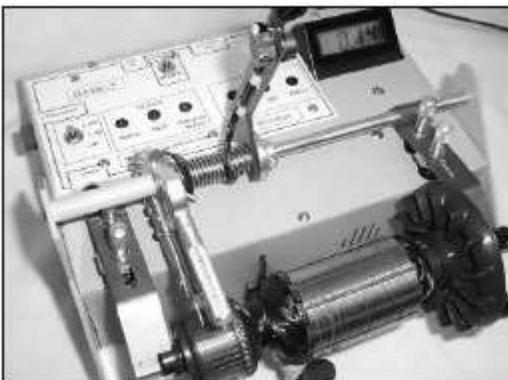


Рис. 15.6. Прибор ПУНС-5 с контролируемым якорем

Прибор предназначен для:

- обнаружения обрывов и определения сопротивления обмоток якоря;
- обнаружения межвиткового замыкания в обмотках якоря;
- определения целостности обмоток статора;
- обнаружения межвиткового замыкания в обмотках статора;
- определения сопротивления изоляции обмоток якоря (статора) при напряжении 500 В (функция мегаомметра);
- определения шага и угла укладки обмоток якоря.

#### **Технические характеристики прибора ПУНС-5**

Типоразмеры проверяемых якорей:

- максимальный диаметр - 60 мм;
- длина (вместе с валом) - 100...250 мм;
- мощность - 100...2500 Вт. Типоразмеры проверяемых статоров:
- минимальный диаметр внутреннего отверстия - 30 мм;
- минимальная длина пакета сердечника - 32 мм;
- максимальная мощность - 2500 Вт.

Пределы измерения сопротивления обмоток якоря (погрешностью не более  $\pm 2,5\% \pm 0,02 \text{ Ом}$ ) - 0,07.19,99 Ом.

Пределы измерения сопротивления изоляции - 24.500 МОм.

Электропитание прибора - сеть переменного тока  $220 \pm 22 \text{ В}$ , 50 Гц.

Потребляемая мощность от сети переменного тока - не более 10 ВА.

Габариты прибора (265x265x160) мм.

Масса, не более - 4 кг.

Прибор имеет световую и звуковую сигнализацию при обнаружении обрыва и межвиткового замыкания в обмотках, а также, если сопротивление изоляции контролируемой цепи менее 100 МОм.

Прибор характеризуется большими значениями напряжений, возбуждаемых в обмотках контролируемого изделия, что приближает режим диагностики к режиму работы контролируемого изделия в реальных условиях.

**Задание к работе:** Изучить информационный и презентационный материал и описать методику обнаружения межвиткового замыкания в обмотках якоря, определения обрыва в обмотках якоря.

**Порядок выполнения работы:**

1. Изучить инструкцию к практической работе.
2. Изучить информационный и презентационный материал.
3. Описать методику обнаружения межвиткового замыкания в обмотках якоря.
4. Составить отчет.

**Содержание отчета:**

1. Тема.
2. Цель.
3. Материальное обеспечение.
4. Выполненная работа.
5. Ответы на вопросы.

**Вопросы для самоконтроля:**

1. Перечислите основные механические неисправности якоря.
2. Перечислите основные электрические неисправности якоря
3. К чему приводит повышенное биение коллектора на валу якоря?
4. К чему приводит плохое прижатие щеток?
5. Какой прибор используется для определения межвиткового замыкания в обмотках якоря.

**Практическая работа № 20 Тема: Составление технологических карт по техническому обслуживанию электрических машин.**

**Цель:** Научиться правильности составления технологической карты на техническое обслуживание электрических машин.

**Материальное обеспечение:** Информационный и презентационный материал, «Практикум электромонтера», рабочие тетради.

**Общие теоретические положения:**

В процессе эксплуатации важное место занимает техническое обслуживание машин перед вводом в эксплуатацию, к процессе работы и после остановки, плановое проведение ремонта и профилактические (межремонтные) испытания.

Профилактические испытания позволяют обнаружить неисправности, которые не всегда можно выявить во время осмотра, поскольку они не имеют внешних проявлений. При этих испытаниях проверяют сопротивление изоляции обмоток электрических машин и пускорегулирующей аппаратуры, правильность срабатывания защиты машин напряжением до 1000 В в сетях с заземленной нейтралью и устройств защитного отключения.

Согласно ПУЭ при проверке сопротивления изоляции электрических машин мегомметры выбираются следующим образом: для измерения сопротивления изоляции обмоток машин постоянного тока и обмоток статора машин переменного тока напряжением до 1 кВ следует пользоваться мегомметром класса напряжения 1000 В, а для измерения сопротивления изоляции обмоток ротора машин переменного тока напряжением до 1 кВ — мегомметром класса напряжения 500 В. Для измерения сопротивления изоляции обмоток машин

переменного тока, имеющих напряжение свыше 1 кВ, следует использовать мегомметры класса напряжения 2500 В,

Работы по техническому обслуживанию электрических машин весьма разнообразны.

Типовой объем этих работ включает в себя: ежедневный контроль за выполнением правил эксплуатации электрических установок потребителей и инструкций завода-изготовителя (контроль за нагрузкой, температурой отдельных узлов электрической машины, температурой охлаждающей среды при замкнутом цикле охлаждения, наличием и состоянием смазки в подшипниках, уровнем шумов и вибраций, степенью искрения под щетками и т.д.);

ежедневный контроль за исправностью заземления; обтирку, чистку и продувку машины, выявление мелких неисправностей и их устранение, не требующее специальной остановки и проводимое во время перерывов в работе основного технологического оборудования (подтяжка контактов и креплений, замена щеток, регулирование траверс и т.п.);

проверку состояния электрических машин с использованием средств технической диагностики, проводимую в целях выявления предельной выработки ресурса ее узлов и деталей и предупреждения аварийных ситуаций;

восстановление отключившегося (в результате срабатывания защиты) оборудования;

приемосдаточные испытания после монтажа, ремонта и наладки электрических машин и систем их защиты и управления;

плановые осмотры эксплуатируемых машин по утвержденному главным электриком графику с заполнением карты осмотра.

Для большинства электрических машин основным фактором, влияющим на их работоспособность, является рабочая температура отдельных частей машин (обмотки, подшипников, коллектора и контактных колец). Поэтому в процессе эксплуатации контролю за температурой уделяется особое внимание. На практике применяются два метода контроля за нагревом: непосредственный и косвенный.

При непосредственном методе контроля электрическая машина имеет встроенные в обмотки, подшипники и магнитопровод датчики температуры с различными термопреобразователями (термометры сопротивления, терморезисторы, термопары). С помощью этих датчиков производятся измерения температуры или превышения температуры (над температурой окружающей среды) соответствующих узлов машины. Измерения могут проводиться либо дистанционно, либо непосредственно на машине при каждом ее осмотре. Соответственно температура может контролироваться либо постоянно либо периодически. Важным преимуществом непосредственного метода является возможность измерения температуры без отключения машины.

Если непосредственный метод контроля невозможен (отсутствуют встроенные датчики температуры), то применяется косвенный метод контроля за нагревом машины. При использовании этого метода следят не за самой температурой или ее превышением, а за нагрузкой машины и температурой охлаждающей среды. Обычно, если нагрузка не превышает номинальную, а температура охлаждающей среды не превышает допустимую, не следует опасаться недопустимых перегревов. Косвенный метод контроля широко используется при эксплуатации электрических машин малой и средней мощности, для поиска неисправностей электрических машин. При техническом обслуживании часто возникает необходимость определения и устранения причин неисправностей электрических машин. Признаки, причины и способы обнаружения неисправностей электрических машин приведены в табл. 1. Если после установления причины неисправности нельзя устранить при техническом обслуживании из-за сложности и необходимости применения специального оборудования, определяют, какому виду ремонта подлежит электрическая машина (текущему или капитальному).

Очистка. Очищают корпус электрической машины от пыли, обдувая поверхность сжатым воздухом от компрессора. Давление воздуха должно быть не более 0,2 МПа (2 атм). Загрязнения удаляют сухим обтирочным материалом, а следы масла — обтирочным материалом, смоченным в уайт-спирите или бензине. Обмотки электрических машин, к которым имеется доступ, обдувают сжатым воздухом давлением не более 0,2 МПа (2 атм).

Осмотр. Осматривают электрическую машину, убеждаются в отсутствии механических повреждений корпуса, подшипниковых щитов, кожухов, коробки выводов и других деталей. Проворачивая ротор или якорь вручную (если позволяет конструкция), убеждаются в отсутствии задеваний подвижных частей за неподвижные.

Проверка крепления. Ключами проверяют затяжку болтов и гаек крепления электрической машины к рабочей машине, раме или к фундаменту, а также затяжку болтов крепления подшипниковых щитов. Ослабленные болты и гайки подтягивают.

Проверка состояния заземления. Осматривают заземляющую шину или провод и их крепление к электрической машине. Ключами проверяют степень затяжки контакта между корпусом и шиной (проводом) заземления. Контакты со следами коррозии разбирают, контактные поверхности зачищают до металлического блеска шлифовальной шкуркой или напильником с мелкой насечкой, смазывают техническим вазелином, собирают и затягивают. Осматривают место соединения заземляющих шины или провода с опорной конструкцией, на которой установлена электрическая машина. Если соединение выполнено сваркой, сварочный шов слегка простукивают молотком. При обнаружении трещин на месте соединения накладывают дополнительный сварной шов. У электродвигателей, расположенных на движущихся частях рабочей машины, омметром проверяют, нет ли обрыва заземляющей жилы кабеля. У сварочных трансформаторов проверяют контакты заземления вторичной обмотки.

Проверка соединения с рабочей машиной или приводным механизмом. Осмотром проверяют состояние соединительной муфты или шкива, обращая особое внимание на детали муфты. Поврежденные резиновые детали заменяют. Убеждаются в плотности посадки муфты или шкива на валу электрической машины, для этого прикладывают палец руки к месту соединения вала со ступицей шкива или полумуфты и легко постукивают по муфте или шкиву в осевом направлении деревянным или металлическим молотком через медную наставку. Палец не должен ощущать перемещения муфты или шкива относительно вала. При соединении электрической и рабочей машин ременной передачей проверяют натяжение ремней. Ослабленные ремни подтягивают.

Измерение сопротивления изоляции обмоток. Мегомметром на 500 В измеряют сопротивление изоляции обмоток статора электродвигателей единой серии относительно корпуса. Сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 МОм при температуре 293 К (20 °С). У электродвигателей, имеющих датчики температурной защиты, измеряют сопротивление изоляции цепи датчиков относительно обмотки статора и корпуса. Сопротивление изоляции должно быть не менее 1 МОм при температуре 293 К (20 °С). Сопротивление изоляции обмоток погружных электродвигателей измеряют относительно заземленных частей электронасосной установки. Для получения сопоставимых результатов измерения проводят в практически холодном состоянии электродвигателя, т. е. не ранее 30 мин после отключения электродвигателя от сети. При измерении провод, идущий от обмотки электродвигателя, присоединяют к клемме мегомметра «Линия», а вторую клемму мегомметра соединяют с заземленными частями установки (измерение на прямой полярности). Если в электродвигателе установлен датчик контроля технического состояния, дополнительно измеряют сопротивление изоляции на обратной полярности, когда провод от электродвигателя присоединяют к клемме мегомметра «Земля», а клемму с надписью «Линия» — к заземленным частям установки. Сопротивление изоляции по сравнению с

данными измерений при предыдущем ТО не должно снижаться больше, чем в 2->-3 раза. Снижение сопротивления изоляции свидетельствует о развитии дефектов в изоляции. Сопротивление изоляции электродвигателей, имеющих датчик контроля технического состояния, измеренное на прямой и обратной полярностях, должно быть одинаковым. Если сопротивление изоляции на обратной полярности меньше в 1,5 и более раз по сравнению с сопротивлением на прямой полярности, подшипники электродвигателя износились и требуют ремонта.

Перед измерением сопротивления изоляции обмоток синхронных и сварочных генераторов от их схем отсоединяют цепи с полупроводниковыми выпрямителями" и мегомметром на 500 В измеряют сопротивление изоляции обмоток относительно корпуса. Сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 МОм при температуре 293 К (20 °С).

Проверка контактных соединений. Осматривают соединения выводных концов электрической машины с проводами, подводящими питание от электрической сети. Изоляция мест соединений, выполненных скруткой, не должна иметь механических повреждений, трещин, обугленных участков и отслоений. Изоляцию со следами обугливания или повреждений снимают и осматривают соединение. При необходимости соединение разбирают, тщательно зачищают провода и плотно скручивают. Место соединения изолируют изоляционной лентой. Если соединения выполнены на клемм-ной колодке коробки выводов, проверяют затяжку гаек или винтов. Окислившиеся, подгоревшие или имеющие следы потемнения контакты разбирают, контактные поверхности зачищают шлифовальной шкуркой или напильником с мелкой насечкой, смазывают техническим вазелином, собирают и затягивают ключами. Осматривают доску зажимов. При наличии сколов, трещин и обугливания поверхности доску заменяют. Следы перекрытия дугой зачищают шлифовальной шкуркой, обезжиривают уайт-спиритом или ацетоном и покрывают бакелитовым лаком или клеем БФ-2.

Проверка щеточного механизма. Снимают защитный кожух и продувают щеточный механизм сжатым воздухом давлением не более 0,2 МПа.(2 атм). Очищают щеточный механизм сухим обтирочным материалом, а затем осматривают. Вынимают щетки из щеткодержателей и внимательно осматривают, Щетки должны иметь блестящую рабочую поверхность без сколов и трещин. Измеряют высоту щеток. Поврежденные или изношенные щетки заменяют новыми.

Новую щетку притирают к контактному кольцу или коллектору, вставив щетку в щеткодержатель и положив на поверхность контактного кольца или коллектора мелкозернистую стеклянную шкурку рабочей поверхностью к щетке. Щетку прижимают курком или пружиной и, протягивая стеклянную бумагу под щеткой, притирают щетку к поверхности кольца. Притирка считается законченной, если рабочая поверхность щетки полностью прилегает к поверхности кольца. После притирки щетки образовавшуюся пыль удаляют продуванием сжатым воздухом. .

Проверяют соединения проводов щеточного механизма с выводами обмоток. Контакты со следами перегрева или подгорания разбирают, зачищают до металлического блеска, смазывают техническим вазелином, собирают и затягивают. Осматривают пружины щеткодержателей. Поврежденные пружины заменяют новыми,

Проверка контактных колец и коллектора. Осмотром проверяют техническое состояние контактных колец электродвигателей с фазным ротором, разрезного кольца, механического выпрямителя синхронных генераторов "ЕС, контактных колец синхронных генераторов ЕСС5, ЕСС, ПСГС, ДГС, СГ. Особое внимание'уделяют осмотру коллекторов сварочных генераторов и преобразователей, а также коллектору возбуждителя синхронного генератора типа СГ. Большой информативностью обладает политура, покрывающая поверхность

коллекторных пластин. Политура нормально работающего коллектора должна иметь одинаковый цвет по всему коллектору. Светлые пятна с точками (углублениями) свидетельствуют о перегрузке коллектора током,

а -чередующиеся светлые и темные полосы — о неравномерности распределения токовой нагрузки между параллельно включенными щетками, т. е. о неисправности щеточного узла. Потемнение петишек в коллекторных пластин свидетельствует о нарушении пайки между коллекторными пластинами и выводами обмотки якоря.

На поверхности контактных колец и коллектора не должно быть следов нагара и шероховатостей. При загрязнении контактные кольца и коллектор протирают обтирочным материалом, смоченным в уайт-спирите или бензине. При выступании между пластинами коллектора изоляционных прокладок или их залегании на глубину менее 0,2 мм электродвигатель или генератор подлежат текущему ремонту. Шероховатости и следы нагара удаляют шлифованием стеклянной-шлифовальной шкуркой, натянутой на деревянную колодку с вогнутой поверхностью. Электродвигатели и генераторы, имеющие на контактных кольцах оплавления и раковины, также подлежат ремонту.

Измерение потребляемого тока электродвигателя. По амперметру, установленному в станции управления, или с помощью токоизмерительных клещей измеряют ток, потребляемый погружным электродвигателем при нормальном напряжении, в сети. Увеличение тока по сравнению с измеренным при вводе электродвигателя в эксплуатацию (после истечения срока приработки) не должно превышать 20—25 %, Увеличение тока более указанного свидетельствует о необходимости подъема на поверхность и ремонта электронасоса. При измерении тока убеждаются в отсутствии периодических колебаний стрелки амперметра. Периодические колебания указывают на наличие обрывов стержней короткозамкнутой обмотки ротора. '

Проверка полупроводниковых выпрямителей. Осматривают Кремниевые или селеновые выпрямители. Удаляют пыль с их поверхности обдуванием сжатым воздухом От компрессора и протирают сухим обтирочным материалом. Пошатыванием рукой проверяют крепление выпрямителей. Ослабленные крепления подтягивают.

Проверка проводов. Осматривают провода, подводящие питание к электрической машине, а, также сварочные кабели. Поврежденные участки изоляции проводов изолируют изоляционной лентой.

Дополнение смазки в подшипниках. При необходимости у электрических машин, имеющих пресс-масленки для смазки подшипников, 3—4 качками штокового шприца дополняют смазку в подшипниковых камерах. Перед дополнением смазки пресс-мас-ленку-тщательно вытирают сухим обтирочным материалом, удалив пыль и загрязнения. Обычно подшипниковые камеры дополняют смазкой ЦИАТИМ-203.

- Проверка работы. Проворачивая вал электрической машины рукой или с помощью рычага, убеждаются в отсутствии задевания вращающихся деталей за неподвижные и в легкости вращения ротора или якоря в Подшипниках. Если ротор проворачивается туго, вначале проверяют механизм рабочей машины, приводом которой является электродвигатель, а затем — электродвигатель. Устраняют причину. Включают электродвигатель в сеть без нагрузки рабочей машины или механизма. Издаваемый электродвигателем шум должен быть не сильным и монотонным. При работе электродвигателя не должно наблюдаться стуков и вибрации. Нагружая рабочую машину, убеждаются в нормальной' работе электродвигателя под нагрузкой.

Включают приводной двигатель и' проверяют работу синхронного генератора," сварочного генератора и сварочного преобразователя на холостом ходу при номинальных оборотах. При работе генератора и преобразователя не должны слышаться посторонние шумы и стуки.

**Задание к работе:** Изучить информационный и презентационный материал и составить технологическую карту технического обслуживания электрических машин по аналогии.

| № п-п | Вид работ | Срок проведения | Инструменты и приспособления |
|-------|-----------|-----------------|------------------------------|
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |
|       |           |                 |                              |

**Порядок выполнения работы:**

1. Изучить инструкцию к практической работе.
2. Изучить информационный и презентационный материал.
3. Включить «Практикум электромонтера» и выполнить все задания.
4. Составить технологическую карту основных работ ТО электрических машин.
5. Составить отчет.

**Содержание отчета:**

1. Тема.
2. Цель.
3. Материальное обеспечение.
4. Выполненная технологическая карта.
5. Ответы на вопросы.

**Вопросы для самоконтроля:**

1. В каких дополнительных случаях проводится техническое обслуживание электрических машин?
2. Что позволяют выявить профилактические испытания электрических машин?
3. В зависимости от чего выбирают тип мегомметра для измерения сопротивления изоляции обмоток электрических машин?
4. Перечислите виды работ, входящие в ежедневное обслуживание электрических машин.
5. На что влияет перегрев электрических машин и какие приборы используют для измерения температуры?

1. 38с.

## Практическая работа 8 Тема «Проверка технического состояния трансформатора»

Мощность \_\_\_\_\_ МВ А  
Уном \_\_\_\_\_ КВ

Заводской № \_\_\_\_\_

### 1. Состояние изоляции обмоток и коэффициент абсорбции

| Обмотка | R <sub>60</sub> паспорт. | R <sub>60</sub> замер. | R <sub>60</sub> приведенное к заводской температуре (K <sub>2</sub> ) | отклонение, % | Заключение |
|---------|--------------------------|------------------------|---|---------------|------------|
| ВН      |                          |                        |   |               |            |
| СН      |                          |                        |   |               |            |
| НН      |                          |                        |   |               |            |

### 2. tg q изоляции обмоток

| Обмотка | Tg q паспорт. | tg q замер. | tg q приведенный к заводской температуре (K <sub>1</sub> ) | отклонение, % | Заклучение |
|---------|---------------|-------------|--|---------------|------------|
| ВН      |               |             |  |               |            |
| СН      |               |             |  |               |            |
| НН      |               |             |  |               |            |

*Примечание:*

а) У трансформатора температуру изоляции измеряют по сопротивлению меди обмоток трансформатора по формуле:

$$t_x = R_x / R_n (t_n + 235) - 235$$

R<sub>n</sub> - сопротивление обмотки по паспорту трансформатора при температуре t<sub>n</sub>,

б) Значение коэффициентов K<sub>1</sub> (tg q) и K<sub>2</sub> (R<sub>60</sub>)

| t <sub>2</sub> -t <sub>1</sub> , c | K <sub>1</sub> (tg q) | K <sub>2</sub> (R <sub>60</sub> ) | t <sub>2</sub> -t <sub>1</sub> , c | K <sub>1</sub> (tg q) | K <sub>2</sub> (R <sub>60</sub> ) |
|------------------------------------|-----------------------|-----------------------------------|------------------------------------|-----------------------|-----------------------------------|
| 10                                 | 1,31                  | 1,5                               | 45                                 | 3,5                   | 6,2                               |
| 15                                 | 1,51                  | 1,84                              | 50                                 | 4,0                   | 7,5                               |
| 20                                 | 1,75                  | 2,25                              | 55                                 | 4,6                   | 9,2                               |
| 25                                 | 2,0                   | 2,75                              | 60                                 | 5,3                   | 11,2                              |
| 30                                 | 2,3                   | 3,4                               | 65                                 | 6,1                   | 13,9                              |
| 35                                 | 2,65                  | 4,15                              | 70                                 | 7,0                   | 17                                |

Примечание:

$$R_2 = R_n \frac{235 + t_2}{235 + t_n}$$

5. Коэффициент трансформации

| Обмотка | Положение переключателя | заводской $K_{тр}$ | АВ/ав к | ВС/вс к | СА/са к | отклонение (не более 2%) | Заключение |
|---------|-------------------------|--------------------|---------|---------|---------|--------------------------|------------|
| ВН/НН   | 1                       |                    |         |         |         |                          |            |
|         | 2                       |                    |         |         |         |                          |            |
|         | 3                       |                    |         |         |         |                          |            |
|         | 4                       |                    |         |         |         |                          |            |
|         | 5                       |                    |         |         |         |                          |            |
|         | 6                       |                    |         |         |         |                          |            |
|         | 7                       |                    |         |         |         |                          |            |
|         | 8                       |                    |         |         |         |                          |            |
|         | 9                       |                    |         |         |         |                          |            |
|         | 10                      |                    |         |         |         |                          |            |
|         | 11                      |                    |         |         |         |                          |            |
|         | 12                      |                    |         |         |         |                          |            |
|         | 13                      |                    |         |         |         |                          |            |
|         | 14                      |                    |         |         |         |                          |            |
|         | 15                      |                    |         |         |         |                          |            |
|         | 16                      |                    |         |         |         |                          |            |
|         | 17                      |                    |         |         |         |                          |            |
|         | 18                      |                    |         |         |         |                          |            |
|         | 19                      |                    |         |         |         |                          |            |

6. Потери холостого хода

| Выводы обмоток | Положение переключателя | приложен. $U_k$ к выводам, В | Закороченные выводы | Показания приборов |       | отклонение от заводского (не более 2%) | Заключение |
|----------------|-------------------------|------------------------------|---------------------|--------------------|-------|--|------------|
|                |                         |                              |                     | U(В)               | P(ВТ) |  |            |
|                |                         |                              |                     |                    |       |  |            |
|                |                         |                              |                     |                    |       |  |            |
|                |                         |                              |                     |                    |       |  |            |

вс - [А - (ас)]

ас - [В - (ав)]

ав - [С - (вс)]

### 7. Хроматографический анализ трансформаторного масла

| норма             | фактически |
|-------------------|------------|
| 1 раз в 6 месяцев |            |

### 8. Испытание трансформаторного масла

влажесодержание 0,0010 %

|                                       | $U_{пр}$ | $tg \delta \leq 1,7$<br>до заливки | $U_{пр}$ | $tg \delta \leq 2,0$<br>после заливки |
|---------------------------------------|----------|------------------------------------|----------|---------------------------------------|
| $U_{пр} \geq 60$ кВ/55 – 60 ÷ 150 кВ  |          |                                    |          |                                       |
| $U_{пр} \geq 65$ кВ/60 – 220 ÷ 500 кВ |          |                                    |          |                                       |

### 9. Состояние вводов

| фаза | изоляция | давление масла | контроль изоляции<br>(ПИН) |
|------|----------|----------------|----------------------------|
| А    |          |                |                            |
| В    |          |                |                            |
| С    |          |                |                            |

### 10. Внешний вид, состояние приемного устройства, гравийной подсыпки и т.д.

#### Список литературы

1. Левин В.М. Диагностика и эксплуатация оборудования электрических сетей: учебное пособие. Часть 1 / В.М. Левин. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011. - 116с.
  2. Хорольский, В.Я. Надежность электроснабжения: учебное пособие по специальности 140211 - «Электроснабжение» / В. Я. Хорольский, М. А. Таранов. СтГАУ. - Ставрополь: АГРУС, 2013. - 108 с.
  3. Привалов Е.Е. Диагностика и тепловизионный контроль электроэнергетического оборудования: учебное пособие. / Е.Е. Привалов. - Ставрополь: Изд-во ПАРАГРАФ, 2014. - 36с.
  4. Привалов Е.Е. Диагностика внешней изоляции электроэнергетического оборудования: учебное пособие. / Е.Е. Привалов. - Ставрополь: Изд-во ПАРАГРАФ, 2014. - 40с.
  5. Привалов Е.Е. Диагностика вентильных разрядников электроэнергетического оборудования: учебное пособие. / Е.Е. Привалов. - Ставрополь: Изд-во ПАРАГРАФ, 2014. - 38с.
  6. Привалов Е.Е. Диагностика масляных выключателей электроэнергетического оборудования: учебное пособие. / Е.Е. Привалов. - Ставрополь: Изд-во ПАРАГРАФ, 2014. - 38с.
- Привалов Е.Е. Диагностика асинхронных двигателей электроэнергетического оборудования: учебное пособие. / Е.Е. Привалов. - Ставрополь: Изд-во ПАРАГРАФ, 2014. -