

ОСЖЕЛДОР
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Ростовский государственный университет путей сообщения»
(ФГБОУ ВО РГУПС)
Тихорецкий техникум железнодорожного транспорта
(ТТЖТ – филиал РГУПС)

С.Н. Есипенко

МДК 02.01 Устройство и техническое обслуживание
электрических подстанций

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ
по проведению лабораторных и практических занятий
профессионального модуля

**«ПМ.02 ТЕХНИЧЕСКОЕ
ОБСЛУЖИВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
ПОДСТАНЦИЙ И СЕТЕЙ»**
для специальности 13.02.07
Электроснабжение (по отраслям)

2022г.



УТВЕРЖДАЮ

Заместитель директора по УР
Н.Ю.Шитикова

«01» сентября 2022г.

Методические рекомендации по проведению лабораторных и практических занятий МДК 02.01 Устройство и техническое обслуживание электрических подстанций, разработаны на основе федерального государственного образовательного стандарта по специальности среднего профессионального образования 13.02.07 Электроснабжение, утвержденного приказом Министерства образования и науки РФ от 14 декабря 2017 г. № 1216.

Организация-разработчик: Тихорецкий техникум железнодорожного транспорта – филиал Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего профессионального образования «Ростовский государственный университет путей сообщения» (ТТЖТ – филиал РГУПС).

Разработчик:

Есипенко С.Н., преподаватель ТТЖТ - филиала РГУПС

Рекомендована цикловой комиссией № 8 Специальностей 13.02.07, 22.02.06, 23.02.04

Протокол заседания №1 от «01» сентября 2022г.

Содержание

Пояснительная записка.....	5
Общие указания по охране труда при проведении лабораторных и практических занятий.....	6
Раздел 2. Обслуживание трансформаторов и преобразователей электрической энергии.....	8
Тема 2.1 Организация технического обслуживания электрооборудования подстанций.....	8
Практическое занятие № 9 Ознакомление с линейными подразделениями дистанции электроснабжения.....	8
Практическое занятие № 10 Составление графика дежурств при различных методах обслуживания подстанций.....	9
Практическое занятие № 11 Определение объемов, норм и периодичности проведения технического обслуживания и ремонта оборудования электроустановок.....	11
Тема 2.2 Техническое обслуживание оборудования трансформаторных подстанций.....	15
Практическое занятие № 12 Испытания трансформаторного масла.....	15
Практическое занятие № 13 Межремонтные испытания силового трансформатора.....	20
Практическое занятие № 14 Регулировка быстродействующего выключателя постоянного тока типа ВАБ – 28.....	30
Практическое занятие № 15 Регулировка быстродействующего выключателя постоянного тока типа ВАБ – 43.....	32
Раздел 3. Обслуживание оборудования распределительных устройств электроустановок.....	37
Практическое занятие № 16 Профилактические испытания высоковольтных выключателей с масляной изоляцией.....	37
Практическое занятие № 17 Профилактические испытания вакуумных высоковольтных выключателей.....	55
Практическое занятие № 18 Испытание аккумуляторных батарей.....	60
Практическое занятие № 19 Испытание измерительного трансформатора напряжения.....	65
Практическое занятие № 20 Испытание измерительного трансформатора тока.....	79
Практическое занятие № 21 Техническое обслуживание вакуумных выключателей.....	89
Практическое занятие № 22 Осмотр и текущий ремонт высоковольтных выключателей переменного тока типа ВМП – 10.....	95
Лабораторное занятие № 1 Проверка состояния токоведущих частей и изоляторов.....	96
Лабораторное занятие № 2 Проверка состояния разрядников и ограничителей перенапряжений.....	105

Лабораторное занятие №3 Регулировка и испытание трехполюсного разъединителя.....	115
Раздел 4. Технологическая и отчетная документация на подстанциях.....	123
Практическое занятие № 23 Изучение оперативной документации электрических подстанций.....	123
Практическое занятие № 24 Изучение технической документации электрических подстанций.....	128
Практическое занятие №25 Составление ведомости дефектов на капитальный ремонт силового трансформатора.....	129
Практическое занятие № 26 Оформление технической документации по результатам испытания силового трансформатора.....	133
Практическое занятие № 27 Оформление сопроводительной документации на производство работ в электроустановке.....	135
Практическое занятие № 28 Составление актов о повреждении на тяговой подстанции.....	136
Список использованных источников.....	140

Пояснительная записка

Методические рекомендации по проведению практических и лабораторных занятий разработано применительно к Разделу 2,3,4. Техническое обслуживание оборудования электрических подстанций (междисциплинарный курс МДК 02.01 Устройство и техническое обслуживание электрических подстанций) примерной программы профессионального модуля ПМ 02. Техническое обслуживание оборудования электрических подстанций и сетей, для специальности 13.02.07 Электроснабжение (по отраслям) (на железнодорожном транспорте).

В методическом пособии представлены: содержание лабораторных и практических занятий по темам раздела «Техническое обслуживание оборудования электрических подстанций», описание экспериментальных установок, рекомендации к проведению опытов и указания для самостоятельной обработки результатов экспериментов. Лабораторные занятия проводят бригадным методом с перемещением по рабочим местам, а высоковольтные испытания — проводит только преподаватель. Научно-исследовательский характер занятий способствует лучшему пониманию учебного материала.

Цель методических рекомендаций — помочь студентам подготовиться к лабораторным и практическим занятиям и закрепить теоретические знания по основным темам профессионального модуля.

В процессе подготовки к лабораторным и практическим занятиям необходимо заранее ознакомиться с порядком их проведения. Для проверки знаний в конце каждого лабораторного и практического занятия приведены контрольные вопросы. Ответы на них следует оформлять в письменной форме после составления отчета с формулировкой соответствующих выводов.

Высоковольтное оборудование и приборы, необходимые для проведения лабораторных занятий, преподаватель выбирает исходя из материально-технического обеспечения учебного заведения. Каждое занятие, в ходе которого необходимо проводить высоковольтные испытания оборудования, должно быть оформлено как технологическая карта для действующей установки.

Методическое пособие предназначено для преподавателей и студентов, носит рекомендательный характер и не исключает инициативы преподавателей по совершенствованию форм и методов проведения лабораторных и практических занятий.

Общие указания по охране труда при проведении лабораторных и практических занятий

Большинство занятий включает проведение высоковольтных испытаний (выше 1000 В), поэтому в соответствии с приказом Минобразования РФ от 06.10.1998 г. № 2535 преподаватели, проводящие занятия в электроустановках с напряжением выше 1000 В, должны иметь квалификационную группу по электробезопасности не ниже IV. Студентам, которым не исполнилось 18 лет, разрешается пребывание в помещениях с действующими электроустановками напряжением выше 1000 В под постоянным надзором преподавателя с квалификационной группой по электробезопасности не ниже IV.

Во время практических занятий запрещается допускать обучающихся к самостоятельной работе в электроустановках и присваивать им квалификационную группу по электробезопасности III и выше.

Студенты допускаются к занятиям после проведения преподавателем инструктажа по охране труда и правилам работы в лаборатории, что должно быть зарегистрировано в соответствующем журнале.

В соответствии с Межотраслевыми типовыми инструкциями по охране труда при эксплуатации электроустановок, проведении электрических измерений и испытаний ТИР М-(062-074)-2002 в испытаниях, проводимых в учебной лаборатории, должны участвовать не менее двух человек.

К проведению измерений и испытаний электрооборудования допускаются лица, прошедшие специальную подготовку и проверку знаний Правил охраны труда (правил безопасности) при эксплуатации электроустановок (далее — Правил) комиссией, в состав которой включаются специалисты по испытаниям оборудования, имеющие V группу по электробезопасности в электроустановках напряжением выше 1000 В и IV группу — в электроустановках напряжением до 1000 В.

К работе с электроизмерительными приборами должны допускаться лица, прошедшие инструктаж и обучение безопасным методам труда, проверку знаний правил и инструкций в соответствии с занимаемой должностью применительно к выполняемой работе с присвоением соответствующей группы по электробезопасности и не имеющие медицинских противопоказаний. Право на проведение измерений и испытаний подтверждается записью в строке «Свидетельство на право проведения специальных работ» удостоверения о проверке знаний норм и правил работы в электроустановках.

Перед началом высоковольтных испытаний следует проверить изоляцию испытательной установки, для чего на холостом ходу в течение 3-5 с надо подать напряжение, равное испытательному. Необходимо также проверить работу защиты, для чего на вывод установки завешивают заземление и поднимают напряжение — установка должна отключиться. Перед подачей испытательного напряжения на испытательную установку преподаватель обязан:

проверить, все ли студенты находятся на указанных местах, и нет ли посторонних;

предупредить студентов о подаче напряжения: «Подаю напряжение!».

убедившись в отсутствии студентов на испытываемом оборудовании, снять заземление с вывода испытательной установки, после чего подать на нее напряжение 380/220 В.

С момента заземления вся испытательная установка, включая испытываемое оборудование и соединительные провода, считается находящейся под напряжением, поэтому производить какие-либо пересоединения в испытательной схеме и на испытательном оборудовании запрещается.

После окончания испытаний руководитель работ должен:

снизить напряжение испытательной установки до нуля;

отключить ее от сети 380/220 В,

заземлить (или дать распоряжение о заземлении) вывод установки и сообщить об этом: «Напряжение снято!».

Только после этого можно пересоединять провода от испытательной установки. В случае полного окончания испытания можно отсоединять провода и снимать ограждения.

Если устройство для испытаний находится за постоянным ограждением и оборудовано блокировкой, обеспечивающей снятие напряжения с испытательной схемы в случае открытия двери и исключающей подачу напряжения при открытых дверях, или если применяется заводская испытательная установка, то работа выполняется одним лицом с квалификационной группой IV по распоряжению или в порядке текущей эксплуатации.

На рабочем месте должна быть предусмотрена отдельная световая сигнализация, извещающая о включении напряжения до 1000 В и выше, и звуковая сигнализация, извещающая о подаче испытательного напряжения. При подаче испытательного напряжения преподаватель должен стоять на изолирующем ковре.

Раздел 2. Техническое обслуживание оборудования электрических подстанций

Тема 2.1. Общие сведения о техническом обслуживании оборудования электрических подстанций

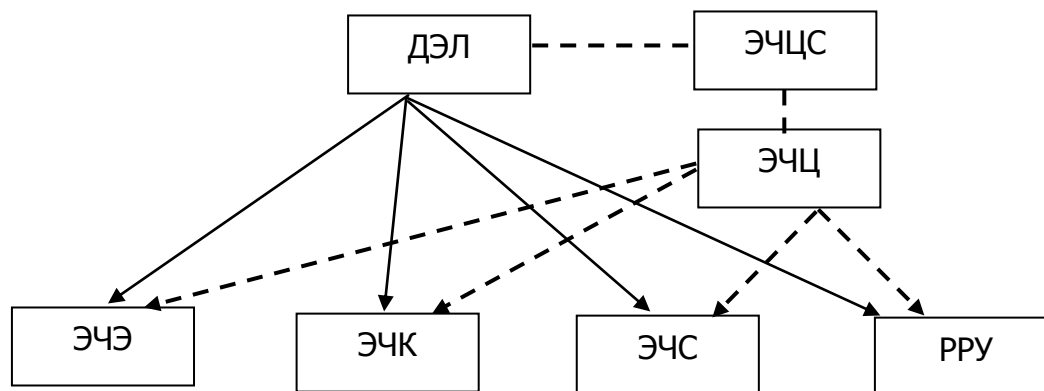
Практическое занятие №9- 4 часа

Ознакомление с линейными подразделениями дистанции электроснабжения

Цель: определить зоны обслуживания линейных подразделений дистанции электроснабжения.

Порядок выполнения работы

1. Под руководством преподавателя проводится экскурсия в дистанцию электроснабжения с группой студентов, для ознакомления с линейными подразделениями и зоной их обслуживания.
2. Ознакомиться с линейным подразделением ЭЧЭ – тяговой подстанции, зоной обслуживания.
3. Ознакомиться с линейным подразделением ЭЧК – районом контактной сети, зоной обслуживания.
4. Ознакомиться с линейным подразделением ЭЧС – районом электроснабжения, зоной обслуживания.
5. Ознакомиться с линейным подразделением РРУ – ремонтно-ревизионного участка, зоной обслуживания, спецификой работы каждой бригады.
6. Оформить отчет с краткой характеристикой линейных подразделений.
7. Сделать вывод с краткой характеристикой зоны обслуживания Дистанций электроснабжения и форм управления.



——— Административно-техническое
Рис.1 - Структурная схема управления дистанцией электроснабжения
----- Оперативное

Контрольные вопросы

1. Какие формы управления применяются в дистанциях электроснабжения?
2. Кто является единоличным оперативным руководителем в дистанции электроснабжения?
3. Кто является административным руководителем?
4. Сколько звенная система применяется в ОАО «РЖД»?

Практическое занятие № 10

Составление графика дежурств при различных методах обслуживания подстанции

Цель: научить студентов составлять графики дежурств при различных способах оперативного обслуживания устройств электроснабжения.

Исходные данные:

Месяц года.

Подразделение.

График дежурства (табл. 1.1, 1.2).

Краткие теоретические сведения

На некоторых подразделениях устройств электроснабжения, например, в энергодиспетчерской службе, принята система круглосуточного дежурства продолжительностью 12 часов.

Дневное дежурство с 8-00 до 20-00, ночное с 20-00 до 8-00. После дневного дежурства работающему должен быть предоставлен отдых не менее 24 часов, а после ночного — не менее 48 часов.

Норма часов определяется следующим образом: разность между количеством календарных дней месяца и количеством выходных плюс праздничных дней умножается на продолжительность рабочего дня при обычном рабочем режиме (для простоты расчетов в работе можно применять 8 часов).

Фактически отработанное время определяется произведением количества дежурств на 12 часов. Здесь же следует учесть переходящие часы ночных дежурств в последний день предыдущего месяца (учитываются часы только с 00-00 до 8-00) и часы дежурств в последний день текущего месяца (т. к. можно учитывать часы только с 20-00 до

00-00). Часы ночных дежурств энергодиспетчеров умножаются на коэффициент 1,4.

Переработка определяется разностью между количеством часов фактически отработанного времени и количеством нормочасов.

Если принята система оперативного обслуживания — с дежурством на дому, то продолжительность смены 24 ч с 8 ч утра до 8 утра следующего дня.

При этом с 8 до 17 ч дежурный находится на дежурном пункте и участвует в выполнении плановых и аварийных работ, а с 17 до 8 ч работник находится дома при условии его расположения на расстоянии, которое можно пройти за время, определенное местными инструкциями, при этом дома есть вызывная сигнализация или средство связи с энергодиспетчером. Время, проведенное дома в течение дежурства, засчитывается в расчете 1:4, то есть 1 ч активного времени за 4 ч пассивного. Следовательно, продолжительность рабочей смены составляет 12 ч. В этом случае на 1 дежурном пункте должно быть 2 дежурных, работающих через сутки.

Для таких работников ведется суммированный учет рабочего времени за месяц. Общая сумма рабочих часов не должна превышать норму рабочих часов за месяц, которая подсчитывается по календарю, исходя из 40-часовой пятидневной рабочей недели и укороченными до 7 ч предпраздничными днями.

В последние годы энергетики работают еще и вахтовым способом. Максимальное рабочее время не более 12 часов в день. При любом способе дежурства часы, отработанные в праздничные дни, учитываются вдвойне.

Порядок выполнения

1. Записать исходные данные.
2. Подсчитать количество рабочих часов в заданном месяце.
3. Составить графики дежурства:
4. при 4-х сменном круглосуточном дежурстве,
5. при 2-х сменном дежурстве на дому,
6. Вахтовым методом.
7. Дежурств в дневное время
8. Результаты работы оформить в виде табл. 1.1

Таблица 1.1-График дежурства на 21____г. /месяц/

№	Ф. И. О.	Дни месяца								Всего часов	Норма часов	В том числе		
		1	2	3	4	5	6		31			ночных	праздничных	сверхурочных
		Круглосуточное 4 - сменное дежурство												
1														
2														
3														
4														

Дежурство на дому													
1													
2													
Дежурство вахтовым методом													
1													
2													
Дежурств в дневное время													
1													
2													
3													
4													

Г рафик составил
(дата, должность, подпись)

Содержание отчета

1. Исходные данные.
2. Расчет количества рабочих часов в заданном месяце.
3. График дежурства при 4-х сменном круглосуточном дежурстве.
4. График дежурства при 2-х сменном дежурстве на дому.
5. График дежурства вахтовым методом.
6. Дежурств в дневное время
7. Ответы на контрольные вопросы.
8. Выводы.

Контрольные вопросы

1. Какие способы дежурств применяются при различных методах обслуживания подстанции?
2. Как определяется норма часов, фактически отработанное время и переработка? Назовите максимальное рабочее время.
3. Особенности графика дежурств при 4-х сменном круглосуточном дежурстве, при 2-х сменном дежурстве на дому, вахтовым методом.

Практическое занятие №11

**Определение объемов, норм и периодичности проведения
технического обслуживания и ремонта оборудования электроустановок**

Цель: изучить методику комплексного нормативно-обусловленного определения фактического ТС электрооборудования.

Обеспеченность занятия

Раздаточные материалы: данные методические рекомендации.

Краткие теоретические сведения

Техническое состояние — состояние оборудования, которое характеризуется в определенный момент времени при определённых условиях внешней среды значениями параметров, установленных регламентирующей документацией.

Контроль технического состояния — проверка соответствия значений параметров оборудования требованиям, установленным документацией, и определение на этой основе одного из заданных видов ТС в данный момент времени.

В зависимости от необходимости проведения ТОиР различают следующие виды ТС:

- хорошее — ТОиР не требуются;
- удовлетворительное — ТОиР осуществляются в соответствии с планом;
- плохое — проводятся внеочередные работы по ТОиР;
- аварийное — требуется немедленная остановка и ремонт.

С целью установления фактического ТС оборудования, выявления дефектов, неисправностей, других отклонений, которые могут привести к отказам, а также для планирования проведения и уточнения сроков и объёмов работ по ТО и Р проводятся технические обследования (осмотры, освидетельствования, диагностирование). Технические обследования оборудования, эксплуатация которого регламентируется нормативными актами, проводится в порядке, установленном соответствующими нормативными актами.

Технический осмотр — мероприятие, выполняемое с целью наблюдения за ТС оборудования.

Техническое освидетельствование — наружный и внутренний осмотр оборудования, испытания, проводимые в срок и в объёмах, в соответствии с требованиями документации, в том числе нормативных актов, с целью определения его ТС и возможности дальнейшей эксплуатации.

Техническое диагностирование — комплекс операций или операция по установлению наличия дефектов и неисправностей оборудования, а также по определению причин их появления.

Различают субъективные и объективные методы оценки ТС оборудования.

Под субъективными (органолептическими) методами подразумеваются такие методы оценки ТС оборудования, при которых для сбора информации используются органы чувств человека, а также простейшие устройства и приспособления, предназначенные для увеличения чувствительности в рамках диапазонов, свойственных органам чувств человека. При этом для анализа собранной информации используется аналитико-мыслительный аппарат человека, базирующийся на полученных

знаниях и имеющемся опыте. К субъективным методам оценки ТС относят визуальный осмотр, контроль температуры, анализ шумов и другие методы.

Под объективными (приборными) методами подразумеваются такие методы оценки ТС, при которых для сбора и анализа информации используются специализированные устройства и приборы, электронно-вычислительная техника, а также соответствующее программное и нормативное обеспечение.

К объективным методам оценки ТС относятся:

- вибрационная диагностика,
- методы неразрушающего контроля (магнитный, электрический, вихретоковый, радиоволновой, тепловой, оптический, радиационный, ультразвуковой, контроль проникающими веществами) и другие.

Комплексный нормативно-обусловленный метод определения фактического ТС энергоустановок: Определение фактического ТС энергоустановок проводят в три этапа:

а) путем оперативного диагностирования работающей энергоустановки или временно выведенной (но не разобранной), например, при включении в работу другого электродвигателя магистрального насоса, находившегося в резерве.

Здесь производят раннее выявление дефектов, текущую оценку ТС и прогнозирование развития появляющихся дефектов с оценкой их опасности, формируют рекомендации по дальнейшей эксплуатации энергоустановки:

- эксплуатация без ограничений;
- введение в работу резервной установки;
- немедленный вывод в профилактику;
- сдвиг сроков плановых ремонтов;

б) диагностирование при текущих и капитальных ремонтах, основные задачи которого при определении ТС совмещены с практическими реализациями по локализации продиагностированных дефектов и определением объемов и стоимости ремонтно-восстановительных работ вплоть до рекомендаций о целесообразности замены энергоустановки или отдельных ее узлов;

в) определение ТС энергоустановки и ее остаточного ресурса комплексным методом, т.е. получение объективной информации о ТС энергоустановки в результате комплексного обследования, включающего специальные методы и средства диагностирования, выходящие за рамки действующих нормативных документов.

Сводной формализованной базой для реализации комплексного нормативно-обусловленного метода определения фактического ТС является заключение специализированной организации, в котором на основе протоколов, полученных по результатам работ, отражают проведенный объем диагностирования различными методами, результаты испытаний и выводы как по каждому из видов испытаний, так и по энергоустановке в целом.

По обработанным результатам диагностирования отдельных видов энергоустановок с использованием базы данных раннего диагностирования (анализ потока отказов за время от начала работы энергоустановки и от последнего диагностирования, вибро - и термоконтроль, анализ концентраций газов и фурановых соединений в масле, интенсивности частичных разрядов, результатов тепловизионного контроля и др.) и определения степени приближения к предельному состоянию узлов и всей энергоустановки по совокупности плановых диагностических измерений и испытаний в случае положительного результата продляют срок эксплуатации энергоустановки в соответствии с комплексным нормативно-обусловленным методом на время, не превышающее (не противоречащее) период эксплуатации, рекомендованный в действующих нормативных документах.

Установление (прогнозирование) общих сроков работы энергоустановки до ее списания не производится вне зависимости от срока ее изготовления и пуска в эксплуатацию.

Обусловленность комплексного нормативно-обусловленного метода продления срока отражает требования соблюдения правил технического обслуживания и ремонта, а также текущего (раннего) диагностирования.

На практике применение комплексного нормативно-обусловленного метода продления срока гарантированной эксплуатации означает установление времени работы продиагностированной энергоустановки в обычном технологическом режиме до очередного диагностирования при текущем (без разборки) или капитальном (с разборкой) ремонте с выполнением рекомендаций специализированной организации: усилению (повышению частоты) текущего диагностирования по динамике роста концентрации газов и фуранов в масле, методом частичных разрядов, тепловизионным и др. методами для установления тенденции развития обнаруженных в начальной стадии дефектов.

Используя комплексный нормативно-обусловленный метод, следует проводить сбор информационной базы данных из опыта работы для повышения достоверности методов определения сроков по наработке, потоку отказов и методам статистического прогнозирования.

Порядок выполнения

1. Изучить теоретический материал
2. Составить алгоритм технической диагностики электрооборудования комплексным нормативно-обусловленным методом.
3. Ответить на контрольные вопросы.

Содержание отчета

1. Название и цель работы.
2. Необходимые таблицы, расчеты, выводы в соответствии с целью практического занятия.
3. Ответы на контрольные вопросы.
4. Выводы.

Контрольные вопросы

1. Дайте понятие технического состояния ЭО.
2. Дайте понятие технического освидетельствования ЭО.
3. Дайте понятие технического диагностирования ЭО.
4. Кем составляются и утверждаются годовые планы (графики) на все виды ремонтов основного оборудования электроустановок?
5. Какими НТД устанавливаются периодичность и продолжительность всех видов ремонта, а также продолжительность ежегодного простоя в ремонте отдельных видов электрооборудования?
6. Что представляет собой система технического диагностирования?

Тема 2.2 Техническое обслуживание оборудования трансформаторных подстанций

Практическое занятие № 12 **Испытания трансформаторного масла**

Цель: научиться испытывать трансформаторное масло.

Оборудование и материалы: установка ПВНЭ-5, ЛАТР, установка

АИМ-90, секундомер, магнитная мешалка, делительная воронка, постоянный магнит, колба, этиловый спирт, электрическая плитка, индикатор нитразиновый или спиртовой раствор фенолфталеина, раствор едкого кали, эксплуатационное трансформаторное масло.

Краткие теоретические сведения

Трансформаторное масло применяется как основной диэлектрик в различной высоковольтной аппаратуре. Для трансформаторов масло является охлаждающей средой, а для масляных выключателей — дугогасящей средой. Изоляционное масло пропитывает и защищает волокнистую изоляцию трансформаторов и кабелей, конденсаторов от проникновения извне влаги и воздуха, является заполнителем воздушных полостей и пор.

И процессе эксплуатации стабильность качеств масла постепенно снижается из-за окисления кислородом воздуха, под действием солнечного света, из-за высокой температуры и разложения материалов и т.д. Для контроля над качеством масла в маслонаполненном оборудовании применяют различные виды химического анализа и ис. питания масла. Химический анализ может быть сокращённым и полным. Для контроля качества эксплуатационного масла применяют сокращённый анализ. В него входят: внешний осмотр пробы масла (определение цвета, наличия механических примесей и капель воды), определение кислотного числа, реакции водной вытяжки, температуры вспышки в закрытом тигле и пробивного напряжения.

Порядок выполнения

1. Определение кислотного числа.

Кислотным числом называют количество мл едкого кали, необходимое для нейтрализации всех свободных кислот, содержащихся в масле. Для определения кислотного числа на плитке с обратным холодильником кипятят 50 мл этилового спирта в течение 5 мин, затем добавляют к нему 4-5 капель индикатора нитразиновый жёлтый и раствор едкого кали (до жёлтого цвета). Затем приливают к смеси навеску масла 10 г с точностью до 0,01 г. В смесь кладут постоянный магнит, ставят на магнитную мешалку и в течение 5 мин перемешивают на средних оборотах двигателя мешалки, с включенным подогревом.

После этого микробюреткой берут 2—5 мл титра едкого кали и по каплям добавляют его в колбу со смесью, не выключая перемешивания, до появления зеленовато-бурого цвета смеси. Замечают количество мл титра, умножают его на 3,18 (титровальное число) и делят на 10. Полученный результат и есть кислотное число. Для достоверности результата по изложенной выше методике повторяют, вычисляют среднее арифметическое значение двух анализов и заносят его в журнал и протокол. Согласно ПТЭЭП для эксплуатационного масла кислотное число не должно превышать 0,25 мг КОН.

Кислотное число в количественном отношении указывает на степень старения органической изоляции оборудования и масла.

2. Определение реакции водной вытяжки.

Это качественный метод определения наличия в масле низкомолекулярных кислот и щелочей, появляющихся в результате окисления масла, и свидетельствующий о глубоком разрушении масла, старении изоляции оборудования и коррозии его металлических частей.

Для определения реакции водной вытяжки в колбе доводят до кипения 40 мл дистиллированной воды (предварительно проверенной на нейтральность). Затем приливают к ней 40 мл испытуемого масла и помещают смесь на магнитную мешалку для перемешивания в течение 5 мин на средних оборотах с подогревом. После этого полученную эмульсию выливают в делительную воронку и оставляют в ней до разделения жидкостей, и осторожно сливают воду в сухую чистую колбу и добавляют к ней 2—3 капли индикатора нитразиновый жёлтый или спиртовой раствор фенолфталеина. По окраске индикатора судят о реакции. Для нитразинового жёлтого, зелёный цвет — щелочная среда, синий — кислая, коричневый — нейтральная; для фенолфталеина розовый цвет — щелочная среда, отсутствие окрашивания — нейтральная.

3. Определение температуры вспышки.

Температурой вспышки называется температура, при которой пары масла, нагреваемого в закрытом тигле (сосуде), образуют с воздухом смесь, вспыхивающую при поднесении к ней пламени. Температура вспышки характеризует испаряемость масла. Чем ниже

Температура вспышки, тем больше его испаряемость. При испарении масла ухудшается его состав, растёт вязкость, уменьшается объём и образуются вредные и взрывоопасные газы.

Определение температуры вспышки производится в установке ПВНЭ-5. В стакан установки наливают масло до кольцевой метки, включают установку на нагрев через латр (напряжение 140—150 В) и постоянное перемешивание. При нагреве масла до 120—125°C напряжение на латере снижают до 100 В, поджигают фитиль в горелке установки, и при повышении температуры масла на 1—2°C погружают фитиль в стакан с помощью рукоятки, выключая на время погружения фитиля двигатель мешалки. Отмечают температуру, при которой пары масла в стакане от пламени фитиля загорятся (будет слышен характерный хлопок). После этого установку отключают, а масло сливают из стакана.

согласно ПТЭЭП температура вспышки масла не должна быть менее 125°C или снизиться не более чем на 5°C по сравнению с предыдущим анализом.

4 Определение пробивного напряжения.

Пробивное напряжение характеризует диэлектрические свойства масла и указывает на его увлажнение.

Определение пробивного напряжения осуществляется на испытательной установке АИМ-90.

В измерительную ячейку установки вливают немного испытуемого масла для промывки ячейки, предварительно проверив с помощью щупа зазор между электродами и их чистоту. Затем это масло сливают, дают ему стечь и осторожно, стараясь избежать образования пузырьков воздуха, наливают в ячейку масло до уровня на 5—10 мм выше электродов. Масло перед испытанием должно отстояться в ячейке течение 10—20 мин. Далее производят 6 пробоев подряд с интервалом в 5 мин между пробоями, после каждого пробоя осторожно перемешивая масло в ячейке стеклянной палочкой и отключив установку. Первый пробой не учитывается как недостоверный, а результаты остальных заносятся в журнал и протокол, вычисляется среднее пробивное напряжение, по которому судят о пригодности масла.

ПТЭЭП определяет минимальное значение пробивного напряжения для установок напряжением до 15 кВ включительно - не менее 20кВ, для установок до 35кВ-25кВ; до 150кВ включительно- 35кВ; для установок 220кВ-55кВ. Результаты испытаний и анализа масла заносятся в журнал и протоколы испытаний, и на основании этих данных дается заключение о соответствии масла требованиям ПТЭЭП.

Порядок определения электрической прочности масла с помощью аппарата АИМ-90

1) Ознакомиться с оборудованием рабочего места, аппаратом испытания жидких диэлектриков АИМ-90 В и его органами управления (рис. 1.1).

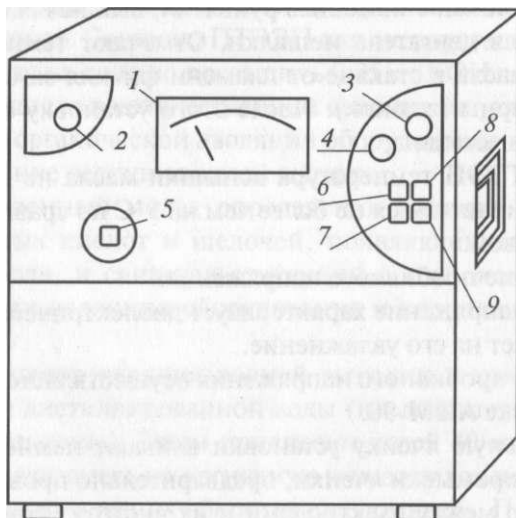


Рис. 1.1. Внешний вид прибора АИМ-90 В: 1 — киловольтметр; 2 — индикация (зеленый цвет) «вкл. 220 В»; 3 — индикация (красный цвет) «вкл. высокое напряжение»; 4 — индикация (желтый цвет) «готовность»; 5 — кнопка «вкл. 220 В»; 6 — кнопка «ручной возврат»; 7 — кнопка «автоматический возврат»; 8 — кнопка «вкл. высокое напряжение»; 9 — кнопка «останов подъема высокого напряжения»

2) Рассмотреть электрическую схему аппарата испытания жидких диэлектриков АИМ-90 В (рис. 1.2).

Рис. 1.2. Схема подачи высокого напряжения на электроды в трансформаторном масле

3. Проверить наличие заземления корпуса аппарата визуально или с помощью гаечного ключа (как затянута гайка крепления заземляющего провода прибора к общему контуру заземления и на самом приборе).

4. Открыть крышку аппарата, установить ячейку с жидким диэлектриком и закрыть крышку. Включить кнопку «вкл. 220 В». При этом загорится зеленая лампочка, а стрелка измерительного прибора может находиться в одном из следующих положений:

- стоит на нуле, горит желтая лампа готовности;
- Двигается к нулю (включена кнопка «авт. возврат»);
- стоит не на нуле.

5. Нажать кнопку «ручн. возврат» для приведения аппарата в исходное состояние. По достижении исходного состояния загорится **желтая** лампа.

6. Нажать кнопку «авт. возврат» для подготовки автоматического возврата в исходное состояние после каждого пробоя диэлектрика.

Включить испытательное напряжение кнопкой «высокое напряжение» должен загореться **красный** сигнал и погаснуть желтый.

7 Измерительный прибор в момент пробоя показывает величину пробивного напряжения диэлектрика.

8 Дождаться возврата стрелки измерительного прибора в нулевое положение (после пробоя диэлектрика) — загорится **желтый** сигнал; отключить сеть выключателем; открыть крышку и из зазора между электродами и с самих электродов при помощи чистой сухой палочки осторожно удалить твердые продукты разложения (частицы сажи).

9. При одном заполнении ячейки жидким материалом осуществляют шесть последовательных пробоев с интервалом в 5 минут. После каждого пробоя при помощи стеклянной палочки жидкость между электродами осторожно перемешивают, не допуская при этом образования воздушных пузырьков.

Записать показания прибора при каждом пробое жидкого диэлектрика в табл. 1.1. определить среднее пробивное напряжение.

Таблица 1.1-Зависимость пробивного напряжения от количества пробоев

№ опыта	1	2	3	4	5	6	Среднее значение
Пробивное напряжение Unp.кВ							

– Запрещается прерывать повышение испытательного напряжения в интервале от 60 до 90 кВ путем выключения электродвигателя на время более чем 20 с, так как первичная обмотка трансформатора: не рассчитана на длительное протекание по ней тока холостого хода генераторного устройства при указанных величинах напряжения.

– Запрещается включать высокое напряжение, если в аппарат не установлены изоляционный барьер и ячейка с жидким диэлектриком

– Не допускается работать с аппаратом при напряжении выше 90 кВ.

11) По приведенным в табл. 1.2. пробивным напряжениям определить пригодность испытываемого трансформаторного масла.

Таблица 1,1-Пробивное напряжение трансформаторного масла

Для аппаратов с высоким рабочим напряжением, кВ	Пробивное напряжение масла, кВ	
	для свежего сухого масла	для эксплуатационного масла
Выше 35 кВ	40	35

От бдо 33 к В	30	25
Ниже 6 кВ	25	20

5 Оформить Протокол испытания трансформаторного масла.

6 Сделать вывод.

Содержание отчета

1 Протокол испытания трансформаторного масла.

2 Выводы о качестве трансформаторного масла.

3 Ответы на контрольные вопросы.

4 Вывод.

Контрольные вопросы

1. Какой показатель указывает на степень старения масла?

Перечислите причины снижения стабильности качества масла.

Объясните назначение масла в трансформаторах и масляных выключателях.

2. Назовите способы очистки трансформаторного масла.

3. Дайте определение температуры вспышки трансформаторного масла.

Укажите способ определения наличия кислот и щелочей в трансформаторном масле.

4. Объясните, для какого масла проводится сокращенный его анализ

Практическое занятие № 13

Межремонтные испытания силового трансформатора

Цель: изучить технологию проведения межремонтных испытаний силового трансформатора. Научиться оформлять протоколы.

Оборудование и материалы: силовой трансформатор, мнемосхема электрической подстанции, наряд-документ (форма ЭУ-44), протокол испытания, каски защитные, пояс предохранительный, диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, лестница, закоротки, Мост РЗЗЗ или амперметр и вольтметры (постоянного и переменного тока трансформатор однофазный на напряжение 10/0,23 кВ, мегаомметры на напряжение 1000 и 2500 В (или универсальный), ключи гаечные, плоскогубцы комбинированные, отвертки, емкости для отбора проб масла, силикагель, индикаторный силикагель, сухое, трансформаторное масло, растворитель органический, обтирочный материал

Краткие теоретические сведения

Трансформатор — это сложный и дорогостоящий электромагнитный статический аппарат на тяговой или трансформаторной подстанции. Его надежная работа обеспечивает четкую работу пол станции и качественную переработку электроэнергии в вид, удобный для потребителя.

Во время работы трансформаторы изнашиваются, и вероятность их выхода из строя увеличивается. Чтобы это предотвратить, трансформаторы подвергаются ремонту (текущему, среднему и капитальному) в сроки, указанные в Правилах технической эксплуатации электроустановок потребителей ПТЭЭП [4].

Кроме того, в межремонтный период и после ремонтов проводят испытания трансформаторов. Качественно проведенные испытания показывают состояние трансформатора и необходимость в ремонте

Текущий ремонт и испытания должны проводиться по технологическим картам, в них должны использоваться приборы, инструмент и приспособления, выпускаемые промышленностью и предназначенные специально для работы в электроустановках.

Порядок и технология испытаний установлены соответствующими инструкциями ЦЭМПС.

При межремонтных испытаниях силовых трансформаторов, находящихся в эксплуатации, проводятся:

- измерения сопротивления изоляции R_{60} , всех обмоток с определением отношения R_{60}/R_{15} , мегомметром на напряжение 2500 В до и после ремонта;

- измерения тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg } \delta$) изоляции обмоток силовых масляных трансформаторов напряжением 110 кВ и выше, мощностью свыше 1000 кВ А. Допустимые значения ($\text{tg } \delta$) для трансформаторов, прошедших капитальный ремонт, при ведены в табл. 4 прил. 3.1 [4];

- измерения сопротивления обмоток постоянному току на всех ответвлениях. Допускается отличие не более $\pm 2\%$ от сопротивлении других фаз или предыдущих измерений;

- проверка голубой окраски индикаторного силикагеля воздушосушительных фильтров.

- испытания вводов масляных трансформаторов мощностью свыше 1000 кВ А согласно [4];

Если трансформатор контролируется хроматографическим методом, к указанным испытаниям добавляются:

- хроматографический контроль масла трансформатора и вводов;
- испытания трансформаторного масла из трансформаторов;
- испытание трансформаторного масла из баков контакторов устройств РПН;

- испытание трансформаторного масла из негерметичных масляных вводов;

- измерение сопротивления изоляции измерительной и последней обкладок вводов с бумажно-масляной изоляцией относительно соединительной втулки мегомметром на напряжение 2500 В. Сопротивление изоляции должно быть не менее 500 МОм;

Перед проведением среднего ремонта трансформаторов проводятся следующие испытания:

- хроматографический анализ газов, растворенных в масле трансформатора;
- хроматографический анализ газов, растворенных в масле вводов;
- испытание трансформаторного масла из трансформатора;
- испытание трансформаторного масла из бака контакторов РПН; определение отношения C_2/C_{50} , $\Delta C/C$;
- измерение сопротивления обмоток постоянному току;
- измерение потерь тока холостого хода;
- испытание вводов;
- снятие круговой диаграммы РПН и проверка работы переключающего устройства;
- определение газосодержания масла в трансформаторах с пленочной защитой.

При капитальном ремонте трансформатора с расшихтовкой стали сердечника и сменой обмоток необходимо провести дополнительные испытания и сравнить с имеющимися заводскими данными (до ремонта):

- данные измерения тока и потерь холостого хода;
- данные измерения тока, напряжения и потерь короткого замыкания;
- данные испытания изоляции обмоток 35 кВ и ниже маслonaполненных трансформаторов повышенным напряжением промышленной частоты;
- данные снятия круговой диаграммы РПН;
- данные проверки группы соединения обмоток трехфазных трансформаторов;
- данные проверки коэффициента трансформации;
- данные фазировки трансформаторов;
- данные испытания трансформаторов толчком на номинально напряжение.

Порядок выполнения

1. Изучить основные сведения об испытаниях трансформатора.
2. Составить наряд-допуск на выполнение указанной работы, где производителем работ является Вы.
3. Проверить оформление наряда-допуска у ЭЧЦ.
4. Провести необходимые оперативные переключения на мнемосхеме (рабочее место ЭЧЦ). Учитывая, что лабораторные занятия проводятся бригадным методом, одна из бригад назначается по графику энергодиспетчерами. В их обязанности входит проверка правильности

заполнения технической документации: наряда-допуска бланка переключений, заявки и т. п. Кроме того, они проверяют порядок оперативных переключений.

Провести внешний осмотр силового трансформатора, предварительно отключив и заземлив его согласно наряда-допуска.

6. Провести комплекс испытаний силового трансформатора.

6.1. Измерение тока и потерь холостого тока (XX).

Проверку силового трансформатора начинают с измерения потерь холостого хода. Измерение потерь холостого хода трансформаторов, автотрансформаторов и масляных реакторов необходимо выполнять до испытаний, связанных с воздействием на трансформатор постоянного тока (прогрев постоянным током измерение сопротивления обмоток, определение группы соединения), для исключения погрешностей, вызываемых влиянием остаточного намагничивания магнитопровода.

Потери XX могут увеличиваться от замыкания пластин электротехнической стали остова вследствие неудовлетворительной изоляции между ними из-за заусенцев. При опыте XX измерением потерь могут быть выявлены дефекты изоляции витков обмоток с двумя и более параллельными проводами, при этом потери увеличиваются, а ток XX возрастает.

Значение потерь XX в эксплуатации не нормируется, т. к. со временем из-за ухудшения свойств стали потери XX повышаются.

1) Собрать схему опыта XY(рис. 2.1).

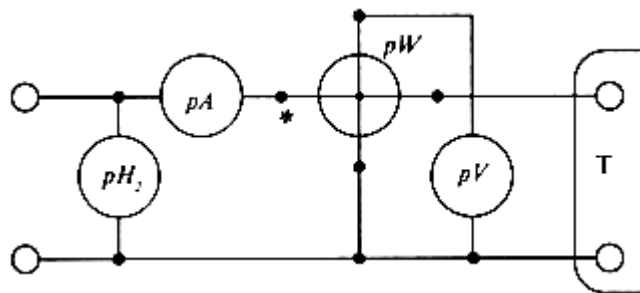


Рис.2.1 Схема измерения на малом напряжении потерь XX трансформатора

Перд сборкой каждой схемы закоротить заземленной изолированной штангой вводы трансформатора и дать стечь емкостному току в течении 2 минут.

У трансформатора с трехстержневым магнитопроводом потери чаще всего измеряют при однофазном возбуждении, производя три опыта с поочередным замыканием накоротко одной из двух фаз и возбуждением двух других, чтобы знать потери каждой фазы в отдельности, иметь возможность их сравнить и убедиться, что трансформатор имеет правильное соотношение потерь и не имеет дефектов.

2) Первый опыт: возбуждаются фазы ВС, закорачивается фаза А

(выводы АС).

3) Второй опыт: возбуждаются фазы АС, закорачивается фаза В (выводы АВ).

4) Третий опыт: возбуждаются фазы АВ, закорачивается фаза С (выводы ВС).

При этом потери, измеряемые по схемам с закорачиванием фаз А и С должны быть практически равными, а измеренные по схеме с закорачиванием фазы В — больше последних примерно на 35%. Для приведения потерь, измеренных при однофазном возбуждении, к номинальному напряжению вычисляют суммарные потери в трансформаторе:

$$P_0 = 0,5(P_{AB} + P_{BC} + P_{AC}),$$

где $P_{AB} + P_{BC} + P_{AC}$ измеренные потери при опытах, производимых при одном значении напряжения.

5) Результаты занести в таблицу 2.1.

Таблицу 2.1-Результаты испытаний XX трансформатора

Измеряемые и расчетные величины	Подключаемые фазы трансформатора		
	АВ	ВС	АС
U , В			
I_0 , А			
P_0 , Вт			
I_{0xx} , %			
γ %			

Разницу потерь при испытаниях с потерями при заводских испытаниях определяют по формуле:

$$\gamma = (P_{0ном} - P_0) \cdot 100\% P_{0ном},$$

$P_{0ном}$ — потери XX, определенные при заводских испытаниях, Вт;

P_0 — потери XX, определенные при эксплуатации, Вт.

6) Полученные при измерениях данные при новом включении сравниваются с данными заводских испытаний; они не должны отличаться более чем на 10% для однофазных трансформаторов, а для трёхфазных трансформаторов, для которых нормируется соотношение потерь, последнее не должно отличаться более чем на 5%.

7) Отдельные указания при измерениях:

а) для проведения измерений XX необходимо использовать малокосинусный ваттметр класса 0,5 со световым отсчётом типа Д 542;

б) измерительные приборы вольтметр, амперметр, частотомер — класса 0,5;

в) ток XX трёхфазного трансформатора определяют как среднее арифметическое значение токов трёх фаз, в %:

$$I_{0XX} = \frac{(I_{0A} + I_B + I_{0C})}{3I_H} \cdot 100\%,$$

I_{0A}, I_B, I_{0C} — измеренные токи в фазах А, В, С при опыте XX, А;

I_H — номинальный ток обмотки трансформатора, А;

г) при различии соотношения потерь XX по фазам повреждённой считается фаза с наименьшей величиной потерь (т. к. потери XX при ее закорачивании наименьшие).

6.2. Измерение сопротивления обмоток трансформатора постоянного тока. Сопротивление обмоток измеряется во всех трех фазах трансформатора методом амперметра-вольтметра (рис. 2.2) при токе, не превышающем 20% номинального тока измеряемой обмотки.

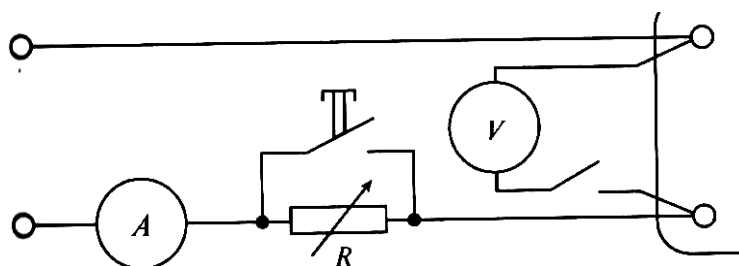


Рис.2.2. Схема сопротивления постоянному току обмотки с большой индуктивностью: А — амперметр; V — милливольтметр; R — реостат

При измерении сопротивления обмоток необходимо обращать внимание на качество контактов в местах присоединения проводов измерительных приборов (не ниже класса 0,5) и температуру обмоток в момент измерения. Сопротивление обмоток измеряют на всех ответвлениях обмотки после 3 циклов переключений.

В трансформаторах, имеющих предизбиратель в переключающих устройствах, измеряют сопротивления на всех ответвлениях при одном положении предизбирателя и дополнительно на одном ответвлении при другом положении предизбирателя.

У трансформаторов, имеющих переключающие устройства с грубой ступенью регулирования, рекомендуется измерять сопротивления обмоток постоянному току на всех ответвлениях.

В аппаратах с нулевым выводом измеряются и сравниваются фазные сопротивления, а при отсутствии нулевого вывода — сопротивления обмоток между линейными выводами. За установившееся значение принимают ток,

при котором стрелка измерительного прибора практически не изменяет своего положения в течение 1 мин

Схемы измерения сопротивления постоянному току приведены ниже. Измерение сопротивления обмоток, обладающих большой индуктивностью, по методу падения напряжения производят по схеме, имеющей в токовой цепи реостат (рис. 2.2).

Это сокращает время установления тока, а, следовательно, и измерения. При измерении сопротивления постоянному току следует использовать в измерительной цепи соединительные провода не большой длины и соответствующего сечения (в зависимости от тока для уменьшения погрешности. Цепи тока и напряжения выполняют раздельными. Вольтметр должен подключаться непосредственно токоведущим шпилькам испытываемой обмотки.

Обычно измерения производят при напряжении до 24 В и токах до 10 А, (при этом ток не должен превышать 20% номинального тока обмотки). Пределы измерения приборов должны обеспечивать измерение во второй половине шкалы. Сопротивление реостата выбирают в 8—10 раз больше, чем сопротивление обмотки. Для уменьшения времени установления тока в цепи измерения производят кратковременное шунтирование реостата кнопкой. Вольтметр включают при установившемся значении тока, а отключают до разрыва цепи тока (во избежание повреждения от ЭДС самоиндукции трансформатора). При всех измерениях сопротивления обмоток определяется температура обмоток во время измерений.

6.3. Определение температуры обмоток трансформатора.

Измерения производятся при температуре не ниже +100°C.

За температуру обмоток масляного трансформатора, не подвергавшегося нагреву в течение 20 часов, принимается температура масла ла (жидкого диэлектрика) в верхних слоях при условии, что после заливки прошло не менее 1 часа для трансформаторов до 1000 кВА включительно и не менее 2 часов для трансформаторов большей мощности.

Если трансформатор подвергся нагреву, температура изоляции обмоток принимается равной средней температуре обмотки ВН, определяемой по сопротивлению обмотки постоянному току. Измерение указанного сопротивления производят через 1 час после отключения токов нагрева обмоток, тогда:

$$T_{обм} = (R_x / R_0)(235 + t_0) - 235,$$

где 235- коэффициент для меди;

245-коэффициент для алюминия;

R_0 -сопротивление обмотки, измеренное на заводе при t_0

R_x -измеренное на месте сопротивление обмоток, Ом.

Приведение измеренного сопротивления к необходимой температуре для последующего сравнения производится по формулам:

$$T_{гор} = (R_{гор} - R_{хол})(235 + T_{хол}) / R_{хол},$$

$R_{гор}$ -сопротивление постоянному току обмотки при температуре измерения $T_{гор}$;

$R_{хол}$ -сопротивление постоянному току обмотки при исходной температуре $T_{ол}$;

235 - постоянный коэффициент для меди;

245 — для алюминия.

Измерение сопротивления постоянному току независимо от метода производят при установившемся тепловом режиме, при котором температура окружающей среды отличается от температуры измеряемого объекта не более чем на +30 °С.

Сделать выводы о состоянии контактных соединений отводов обмотки с вводами, рассчитав относительную погрешность по формуле:

$$\gamma_1 = (R_{AB} - R_{BC}) \cdot 100 / R_{AB}$$

$$\gamma_2 = (R_{BC} - R_{AC}) \cdot 100 / R_{BC}$$

$$\gamma_3 = (R_{AC} - R_{AB}) \cdot 100 / R_{AC}$$

$\gamma_1, \gamma_2, \gamma_3$ — не должны отличаться друг от друга более, чем на 2%.

При неудовлетворительных результатах надо подтянуть контактные соединения вводов и отводов обмоток, после чего произвести измерения снова.

6.4. Измерение сопротивления изоляции обмоток R_{60} , и коэффициента абсорбции R_{60}/R_{15}

Измерение проводят мегаомметром на напряжение 2500 В. Перед испытаниями для снятия остаточных зарядов обмотка трансформатора должна быть заземлена на время не менее 2 минут. Провода для подключения мегаомметра должны быть гибкими, иметь повышенную изоляцию, касание их заземлённых частей должно быть исключено. Перед началом измерений проверить исправность мегаомметра. Затем подключить клемму «Л» мегаомметра к одному из выводов испытываемой заземленной обмотки НН трансформатора, клемму «З» — к заземлённому баку трансформатора. Остальные обмотки должны быть закорочены и заземлены.

Снять заземление с обмотки НН, подать напряжение на эту обмотку и в момент начала подачи напряжения включить секундомер. Отсчитать по шкале мегаомметра сопротивление изоляции через 15 и 60 с после начала испытания (R_{60} и R_{15} соответственно).

Замер выполнить не менее трёх раз, вычислить средние арифметические значения. Испытанную обмотку НН заземлить и закоротить. Сопротивление R_{60} изоляции обмоток трансформаторов на напряжение до

110 кВ должно быть не менее указанного в табл. 2.2 трансформаторов на напряжение 220 кВ не менее значения предыдущего или заводского испытания.

Таблица 2.2-Значения сопротивления изоляции обмоток R_{60} при различных температурах

Номинальное напряжение обмотки ВН, кВ	Значения R_{60} МОм, при температуре обмотки. °С					
	10	20	30	40	50	60
До 35	450	300	200	120	90	60
110	900	600	400	260	180	120

Коэффициент абсорбции R_{60}/R_{15} должен быть не менее 1,3 при температуре от 10°С до 30 °С для всех обмоток трансформатора. При измерениях сопротивления изоляции обмоток в условиях повышенной влажности воздуха рекомендуется применять охранное кольцо из двух-трёх витков гибкой медной проволоки, установленное ниже верхнего фланца изолятора на высоте от 10 до 20 мм. Клемму «Э» мегаомметра следует подключать к этому кольцу.

6.5. Опыт определения коэффициента трансформации.

Для определения коэффициента трансформации применяется метод двух вольтметров (рис. 2.3). Пользоваться следует приборами класса точности не ниже 0,5.

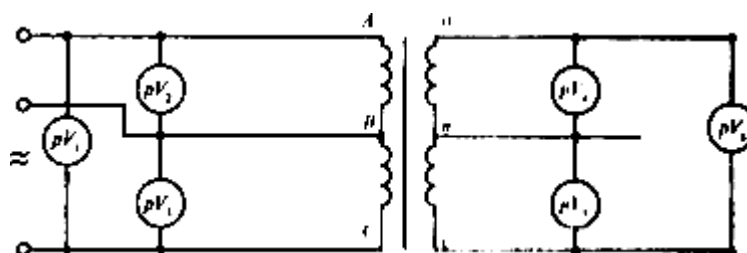


Рис. 2.3 Схема для определения коэффициента трансформации

1) Подайте напряжение к одной из обмоток трансформатора. Выбор обмотки, на которую подается напряжение, зависит от имеющегося источника тока, измеряемого коэффициента трансформации и измерительных приборов (отсчеты должны быть на приборах во второй половине шкалы).

2) Одновременно двумя вольтметрами измерьте напряжение одноименных линейных зажимов первичной и вторичной обмоток трансформатора. Измеренный коэффициент трансформации не должен отличаться более чем на 1-2% от паспортного или от значения его на том же ответвлении на других фазах. Коэффициент трансформации определяется на всех ответвлениях обмоток и для всех фаз.

3) Результаты замеров занесите в таблицу 2.3.

Таблица 2.3-Определение коэффициента трансформации

$U_{AB,B}$	$U_{BC,B}$	$U_{AC,B}$
$U_{aB,B}$	$U_{bC,B}$	$U_{aC,B}$
К	К	К

Сравните коэффициент трансформации с паспортным (U_{1H} и U_{2H})-указаны в паспорте трансформатора).

6.6 Проверка группы соединения обмоток трансформатора.

Группы соединения обмоток трансформатора соединения обмоток проверяют при помощи поляриметра методом постоянного тока (рис. 2.4).

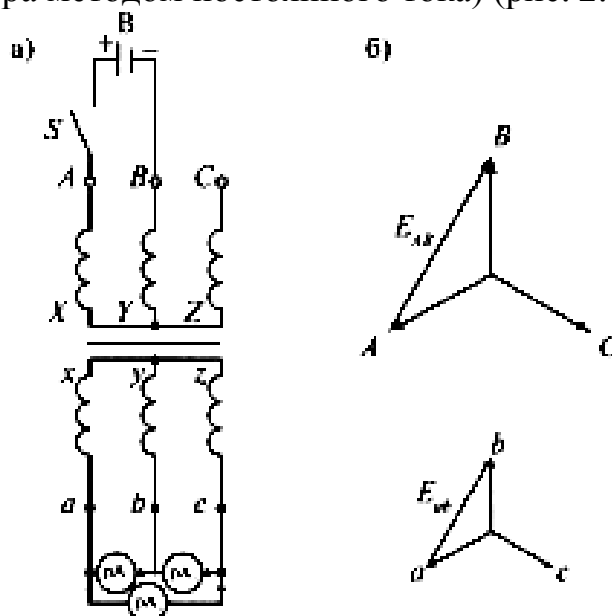


Рис. 2.4. Проверка группы соединения силового трансформатора.

а-схема проверки и таблица измерений; б— векторная диаграмма

К выводам AB обмотки высокого напряжения подводят постоянный ток, а к выводам (ab , bc , ac — низкого напряжения) поочередно присоединяют гальванометр РА.

2) Результаты отклонения стрелки заносят в таблицу, при этом отклонение стрелки вправо обозначают знаком «+», а влево — «-»
Такие же измерения проводят при подведенном постоянном токе, выводам BC и AC .

3)Сравнивают результаты измерений с данными таблиц и определяют группу соединения испытуемого трансформатора.

	BC	AC	AB
aB	-	+	+
bC	+	+	+
aC	+	+	+

Содержание отчета

1. Исходные данные.
2. Оформленный наряд-допуск.
3. Результаты измерений, заполненные табл.2.1;2.3.
4. Ответы на контрольные вопросы.
5. Выводы

Контрольные вопросы

1. Объясните назначения проведения опыта холостого трансформатора.
2. Поясните, с какой целью после каждого опыта разряжают обмотки трансформатора.
3. Укажите цель проверки сопротивления обмоток постоянному току
4. Определите, какому трансформатору (понижающему или повышающему) принадлежит коэффициент трансформации $K = 0,5$.
5. Дайте определение группы соединения трехфазных трансформаторов.
6. Дайте определение установившемуся значению тока при измерениях.
7. Определите, что показывает коэффициент абсорбции, если $R_{60} = 100 \text{ МОм}$, $R_{15} = 80 \text{ МОм}$.

Практическое занятие № 14

Регулировка быстродействующего выключателя постоянного тока типа ВАБ - 28

Цель: приобретение навыков проведения текущего ремонта ВАБ-28.

Оборудование:

1. Схема управления БВ типа ВАБ-28.
2. Быстродействующий выключатель типа ВАБ – 28.
3. Набор инструментов.
4. Технологические карты.
5. Инструкционные карты.

Порядок выполнения работы

1. Обтереть от пыли детали выключателя.
2. Замерить нажатие рабочих контактов.
3. Замерить расстояние между контактами в положении «Отключено».

4. Замерить расстояние между контактами в положении «Предвключено».
5. Замерить зазор между якорем подвижного контакта и электромагнитом в положении «Отключено».
6. Замерить зазор между полюсом электромагнита и якорем свободного расцепления в положении «Отключено».
7. Замерить зазор в положении «Включено» между рычагом подвижного контакта и толкателем.
8. Замерить ток держащей катушки.
9. Результаты осмотра занести в табл. 8.
10. Сделать вывод о проделанной работе.

Таблица 8 - Результаты осмотра БВ типа ВАБ-28

Характеристика дефектов	Перечень работ по устранению	Перечень запасных частей, материалов для ремонта	Потребная рабочая сила
1.Дугогасительная камера. 1.1. Подгар перегородок 2. Контактная система 2.1. Подгар неподвижного контакта и т. д.	Очистка камеры, замена осей Снятие нагара	В соответствии с технологической картой	эл. механик-1 эл. монтер 3гр.-1

Краткие теоретические сведения

При осмотре быстродействующих выключателей без отключения проверяются:

1. внешнее состояние выключателей и камер;
2. отсутствие следов подгаров и перекрытий;
3. показания счетчика числа аварийных отключений;
4. исправность заземления;
5. соответствие сигнализации положению выключателей;
6. нагрузка по килоамперметру.

Ремонт быстродействующих выключателей по техническому состоянию проводится:

1. после отказа в работе или повреждения;
2. для выключателей АБ-2/4 и ВАБ-43 с одним разрывом - после 40 отключений;
3. для выключателей с двумя разрывами (ВАБ-28) или сдвоенных

выключателей - после 80 отключений;

4. для выключателей АБ-2/4, АБ-2/3, ВАБ-28 - при уменьшении зазора

дельта на 0,5 мм.

Для выключателей ВАБ-43, ВАБ-49, установленных на тяговых подстанциях, оборудованных устройствами для шунтировки реакторов, снабженными фиксаторами - сумматорами коммутируемого тока, ремонт по техническому состоянию выполняется через 1000 кА отключенного тока с измерением параметров.

Объем работ определяется по результатам осмотра выключателей.

При текущем ремонте быстродействующих выключателей выполняются:

1. протирка частей выключателей и изоляторов;
2. осмотр вторичных цепей, заземлений, реле;
3. проверка крепления ошиновки и исправности диодов в цепях держащих катушек;
4. измерение лимитирующих зазоров и регулировка зазора свободного расцепления;
5. осмотр главных и дугогасительных контактов;
6. осмотр дугогасительных камер;
7. чистка и ремонт камер (при необходимости);
8. смазка трущихся частей и поверхности прилегания якоря к сердечнику у зуба защелки;
9. опробование дистанционного управления и автоматики.

Практическое занятие № 15

Регулировка быстродействующего выключателя постоянного тока типа

ВАБ - 43

Цель: исследование схемы управления БВ.

Оборудование:

1. Изучить теоретические сведения, представленные в работе № 2.
2. Схема управления БВ типа ВАБ-43.
3. Быстродействующий выключатель типа ВАБ – 43.
4. Набор инструментов.
5. Технологические карты.

6. Инструкционные карты.

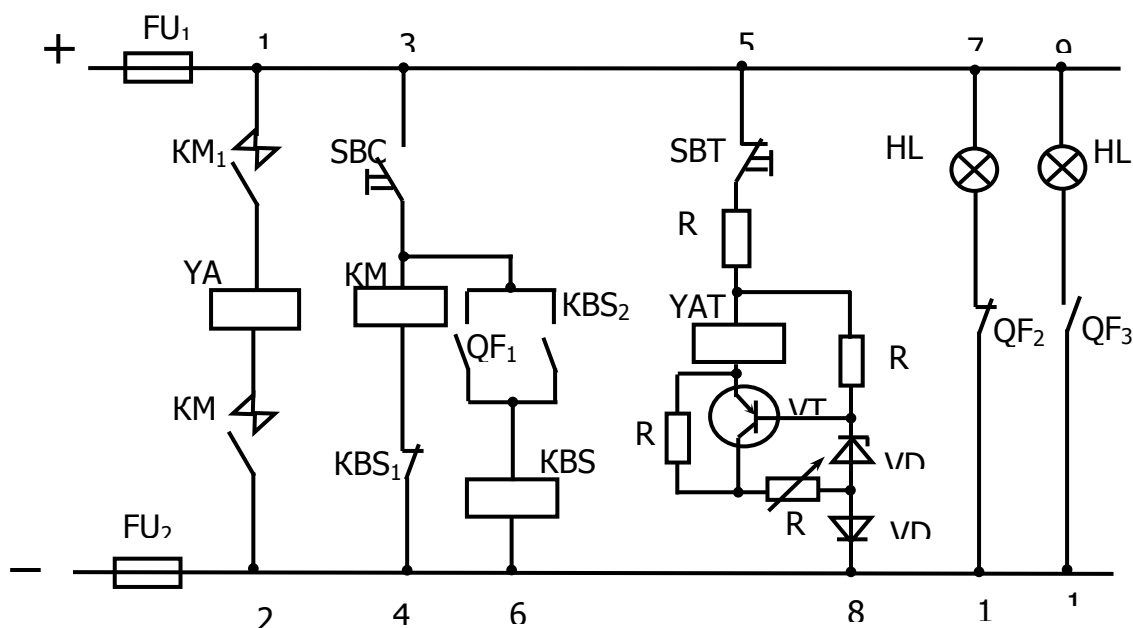


Рисунок 3 - Схема управления БВ типа ВАБ-43

1. FU предохранители; SBC кнопка включения;
2. КМ катушка контактора;
3. КМ₁ и КМ₂ контакты контактора;
4. YAC включающая катушка;
5. YAT держащая катушка;
6. QF блок контакты;
7. HLG и HLR сигнальные лампы зеленая и красная;
8. KBS блокирующее реле;
9. KBS₁ и KBS₂ контакты блокирующего реле;
10. R резисторы;
11. VD стабилитрон;
12. VT транзистор.

Краткие теоретические сведения

Выключатель типа ВАБ-43-Л предназначен для защиты линий постоянного тока при коротких замыканиях и недопустимых перегрузках. Выключатели типа ВАБ-43-К предназначены для защиты преобразовательных установок от обратных токов (катодные).

Структура условного обозначения

ВАБ-43-Х/10-Х УХЛ4:

В - выключатель;

А - автоматический;

Б - быстродействующий,

Т - токоограничивающей;

43 - номер разработки;

Х - номинальный ток, А: 2000, 4000, 6300;

10 - условное обозначение номинального напряжения: 1050 В;

Х - исполнение выключателя максимального тока: Л - линейный,

К - катодный;

УХЛ4 - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69.

Выключатели не предназначены для работы: в среде насыщенной пылью (угольной, древесной); в местах, подверженных тряске и ударам.

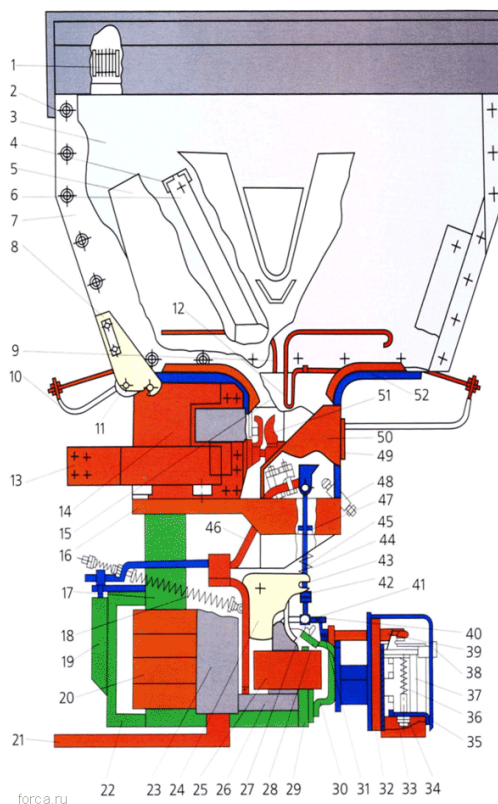


Рисунок 5 - Устройство выключателя ВАБ-43:

1 - деионизирующая решетка;

2 - болт;

3 - внутренняя перегородка;

4 - наконечник полюса;

- 5 - V - образный щит;
- 6 - полюс магнитопровода;
- 7 - внешний щит;
- 8 - косынка для установки дугогасительной камеры
- 9 и 12 - дугогасительные рога;
- 10 - гибкая связь;
- 11 - прорезь косынки;
- 13 и 21 - контактные выводы;
- 14 и 50 - главные контакты;
- 15 - полюс магнитного дутья;
- 16 - изоляционное основание;
- 17 и 22 - бруссы магнитопровода;
- 18 - отключающая пружина;
- 19 - магнитный шунт;
- 20 - держащая катушка;
- 23 - индуктивный шунт;
- 24 - якорь;
- 25 - включающая катушка;
- 26 - П - образный сердечник;
- 27 - ось;
- 28 - якорек механизма свободного расцепления;
- 29 - сердечник;
- 30 - магнитопроводящая скоба;
- 31 - пружина;
- 32 - изоляционное основание;
- 33 и 35 - металлические экраны;
- 34 - гайка;
- 36 - пружина;
- 37 - блок - контакты;
- 38 - рычаг;
- 39 - тяга;
- 40 - защелка;
- 41 - зуб рычага;
- 42 - гайка;
- 43 - ось;
- 44 - пружина;
- 45 - тяга;
- 46 - гибкая связь;
- 47 - гайка;
- 48 - упор;
- 49 - изоляционный экран;
- 51 и 54 - дугогасительные контакты;
- 52 - скоба;
- 53 - ось;
- 55 - пружина;

- 56 - гайка;
- 57 - скоба;
- 58 - гибкая связь;
- 59 - пружина;
- 60 - размагничивающий виток

Порядок выполнения работы

1. Изучить назначение и принцип работы БВ.
2. Изучить основные элементы схемы управления.
3. Изучить схему управления БВ типа ВАБ-43.
4. Изучить теоретические сведения.
5. Изучить технологическую карту и произвести ремонт и регулировку БВ.
6. Сделать вывод о проделанной работе.

Раздел 3. Обслуживание оборудования распределительных устройств электроустановок

Тема 3.1. Техническое обслуживание распределительных подстанций и устройств

Практическое занятие № 16

Профилактические испытания высоковольтных выключателей с масляной изоляцией

Цель работы: научиться методике и безопасным методам испытания высоковольтных выключателей переменного тока.

Оборудование и материалы: каски защитные, пояс предохранительный, лестница, заземления, диэлектрические перчатки, мегаомметр на напряжение 1000 и 2500 В, испытательная установка типа ЛВИ-100 (с возможностью подачи напряжения до 100 кВ), измерительный мост типа Р316 или микроомметр типа М-246, мост Р5026, амперметр и вольтметр переменного тока, вольтметр постоянного тока, омметр или комбинированный измерительный прибор, электросекундомер, рубильник двухполюсный, домкрат, щиток с сигнальными лампами, ёмкость для хранения масла, набор щупов, линейка металлическая, ключи гаечные, плоскогубцы комбинированные, отвертки, скребок, кисти, емкости стеклянные с притертой пробкой для отбора проб масла, трансформаторное масло, смазка ЦИАТИМ, уайт-спирит, эмаль № 1201 или лак изоляционный, обтирочный материал, ветошь.

Краткие теоретические сведения

Сроки и объёмы испытаний выключателей определены [6].

При испытаниях масляных выключателей производят:

измерение сопротивления изоляции подвижных и направляющих частей выключателя, выполненных из органических материалов;

измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток включающей и отключающей катушек;

испытание изоляции вводов и оценку состояния внутрибаковой изоляции выключателей 35 кВ и дугогасительных устройств;

испытание изоляции выключателей повышенным напряжением промышленной частоты;

испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции вторичных цепей и обмоток включающей и отключающей катушек;

измерение сопротивления постоянному току контактов масляного выключателя, обмоток включающей и отключающей катушек, шунтирующих резисторов дугогасительных устройств;

одновременно с этими измерениями производится замер переходного сопротивления контактов присоединения выключателя к шинам РУ или проводам ОРУ;

- проверку времени движения подвижных частей выключателя;
- измерение хода подвижной части выключателя, вжима контактов при включении, контроль одновременности замыкания и размыкания контактов;
- проверку действия механизма свободного расцепления;
- испытание встроенных трансформаторов тока;
- испытание трансформаторного масла из бака выключателя;
- проверку срабатывания привода при пониженном напряжении оперативного тока на отключающей катушке до 65%, а на включающей 80% номинального (при переменном токе) и соответственно 70% и 80% при постоянном.

- испытание выключателя многократным включением и отключением;
- проверку электрообогрева приводов, полюсов, баков выключателей.

При испытаниях вакуумных выключателей производят [6].

- измерение хода, провала, износа контактов дугогасительных камер;
- измерение сопротивления основной изоляции выключателя;
- испытание повышенным напряжением промышленной частоты основной изоляции выключателя;
- регулировку контактного нажатия;
- измерение сопротивления изоляции вторичных цепей, включающей и отключающей катушек привода;
- измерение сопротивления постоянному току контактов дугогасительных камер;
- контроль одновременности замыкания контактов дугогасительных камер;
- проверку собственного времени включения и отключения выключателя;
- проверку напряжения включения и отключения соленоидов, контакторов, катушек.

Порядок выполнения

1. Измерить сопротивление изоляции выключателя.

До заливки выключателя маслом измеряется сопротивление изоляции подвижных направляющих частей, выполненных из органических материалов, баковой изоляции, крепёжных шпилек и дугогасительных устройств. Измерение проводится мегаомметром 2500 В, с пределом не менее 10000 МОм.

Для измерения сопротивления баковой изоляции на её поверхность в верхней и нижней частях накладываются временные электроды и к ним

присоединяются провода от мегаомметра. Измерение сопротивления изоляции подвижных частей на отключённом выключателе производится подключением мегаомметра с одной стороны к траверсе, а с другой — к конструкции бака выключателя.

После заливки маслом измеряется сопротивление изоляции подвижных частей и вводов при включённом положении выключателя. При получении результатов меньше допускаемых нормами измеряется также сопротивление изоляции при отключённом выключателе и замкнутых накоротко вводах.

По результатам измерений сопротивления изоляции во включённом и отключённом положениях масляного выключателя определяется сопротивление изоляции подвижных частей по формуле:

$$R_{из} = \frac{R_{из.вкл} R_{из.откл}}{R_{из.вкл} - R_{из.откл}},$$

где $R_{из.вкл}$ $R_{из.откл}$ — сопротивления изоляции соответственно включенного и отключенного масляного выключателя, МОм.

Если измеренные значения сопротивления изоляции меньше установленных нормами табл. 4.1, то внутрибаковая изоляция подлежит сушке.

Таблица 4.1-Наименьшее допустимое сопротивление изоляции подвижных и направляющих частей, выполненных из органического материала

Номинальное напряжение, кВ	Сопротивление изоляции в эксплуатации, МОм
3-10	300
15-150	1000
220-500	3000

2 Измерить сопротивление изоляции вторичных цепей. Проверку производят мегаомметром напряжением на 1000 В.

Проверяют сопротивление включающей и отключающей катушек. Норма изоляции не менее 1 МОм.

3 Измерить сопротивление постоянному току контактов выключателя, шунтирующих резисторов дугогасительных устройств, обмоток включающей и отключающей катушек и переходного сопротивления контактов присоединения.

В нашей работе замеры ведутся мостом постоянного тока по четырёхзажимной схеме пофазно (рис. 4.1, а).

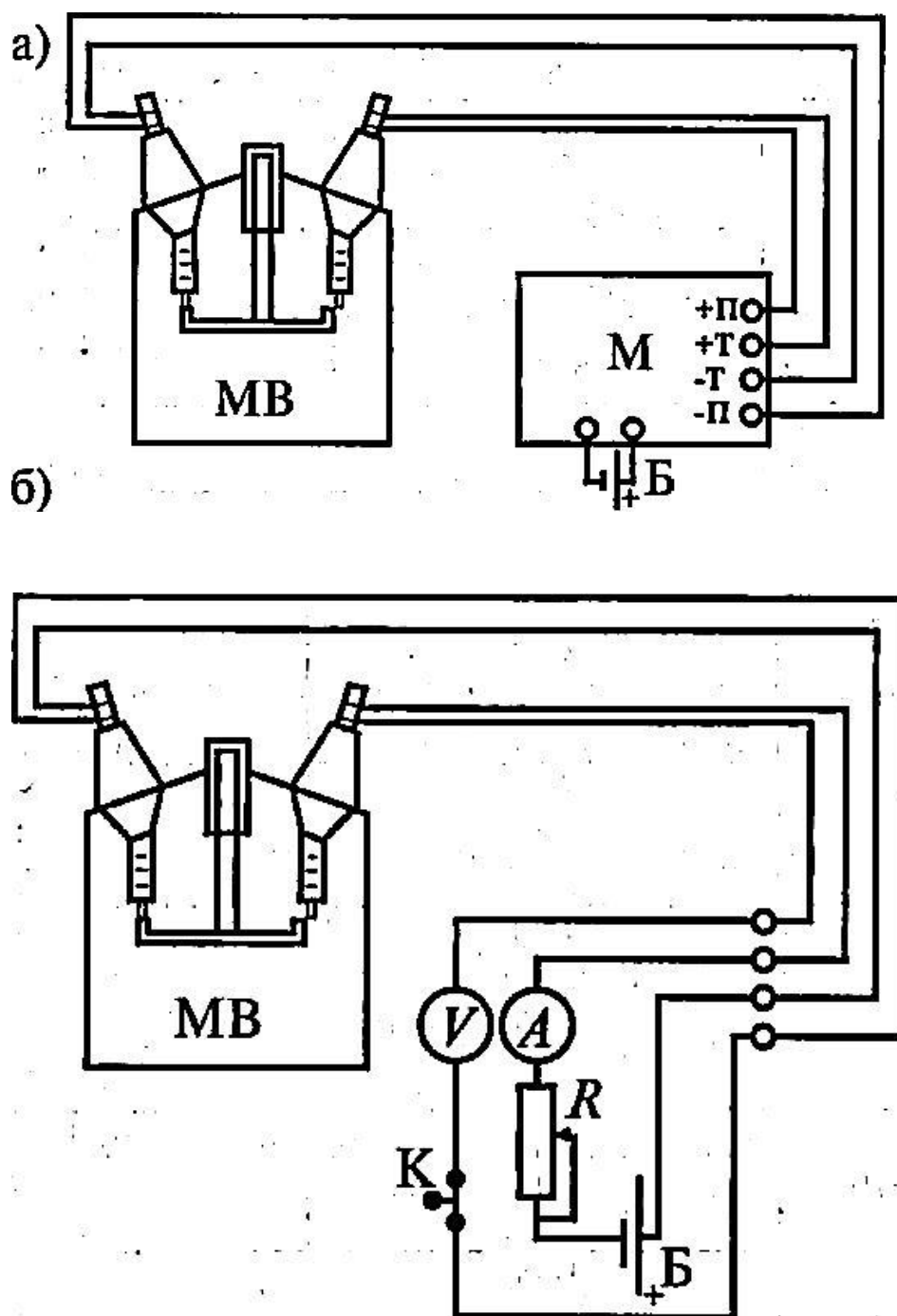


Рис. 4.1. Схема измерения сопротивления постоянному току контактной системы выключателя: а — измерительным мостом; б — методом амперметра-вольтметра

Результаты измерений сравнивают с приведенными в табл. 4.2.

Таблица 4.2- Значения сопротивлений постоянному току токоведущего контура контактной системы масляных и электромагнитных выключателей

Тип выключателя	Номинальный ток, А	Сопротивление контактов, мкОм, не более
1	2	3
ВПМ-10	630 1000	78 72
МГ-10, МГ-20	5000 6000	300* нет данных
МГГ-10	3150 4000 5000	18; 240* 14; 240* 12; 240*
ВМ-14, ВМ-16	200 600 1000,1250	350 150 100
ВМ-22, ВМ-23	600 1000, 1500	150 100
ВМГ-133	600 1000	100 75
ВМГ-10	630 1000	75 70
ВПМП-10	630 1000	78 72
ВИПЭ-10	630 1000 1600	50 40 30
ВМП-10	630 1000 1600	55 45 32
ВМП-10, ВМП-10П	600 1000 1500	55 40 30
ВММ-10	630	85
ВК-10, ВКЭ-10	630 1000 1600	50/45** 45/40** 25
ВЭ-10, ВЭС-6	1600 2000-2500 3200-3600	30 20 15
С-35	630; 3200	310;60
МК.П-35	1000	250
ВТ-35, ВТД-35	630	550
МКП-ПОБ	630; 1000	1300 ;800
У-11 0-2000-40	2000	320
У-11 0-2000-50	2000	365
У-220-1000/2000-25	2000	600
У-220-2000-40	2000	450
ВМТ-110	-	115/85***

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3
ВМТ-220	-	115/85***
ММО-110	1250	180

Примечания:

* Сопротивление дугогасительных контактов.

** В числителе указаны данные для выключателей на номинальный ток отключения 20 кА, в знаменателе — на 31,5 кА.

*** В числителе указано сопротивление дугогасительного устройства для выключателей на номинальный ток отключения 25 кА, в знаменателе — на 40 кА.

Если сопротивление контактов выключателя в эксплуатации возросло против нормы в 1,5 раза, контакты должны быть проверены и улучшены.

Улучшить сопротивление контактов можно 3—5-кратным включением и отключением выключателя как без нагрузки, так и с нагрузкой. Если после включений сопротивление контактов не улучшается, то их заменяют.

При измерении методом амперметра-вольтметра (рис. 4.1, б) тщательно подбирают электроизмерительные приборы: класс точности приборов должен быть не менее 0,2. Ток при измерениях должен быть

такой величины, чтобы показания считывались во второй половине шкалы. Вольтметр подключается непосредственно к измеряемому сопротивлению. Если измеряемое сопротивление много меньше сопротивления вольтметра, то сопротивление определяют по формуле:

$$R_x = \frac{U}{(I - \frac{U}{R_v})}$$

где $\frac{U}{R_v}$ — ток вольтметра; R_v — сопротивление вольтметра.

Сопротивления обмоток включающей и отключающей катушек должны соответствовать заводским данным.

Контактные поверхности выключающего аппарата во включенном положении касаются лишь в отдельных точках — обычно при отсутствии нажатия не более чем в трех точках.

При нажатии контактов с некоторой силой F происходит уплотнение материала в точках A , B , B и увеличение площади соприкосновения. Если представить микроскопические выступы в виде конусов, то под действием силы нажатия вершина конуса сминается и образуется элементарная площадка соприкосновения. Так как при этом поверхности сближаются между собой, то возникают новые точки соприкосновения. Действительная

площадь соприкосновения контакта в мм^2 может быть определена из равенства:

$$S=bF\sigma,$$

где b — коэффициент, зависящий от конструкции контактов и обработки их поверхности.

F — сила, прижимающая контакты друг к другу, кгс;

σ — предел прочности материала контактов на смятие, кгс/см²;

Переходное сопротивление контактного соединения тем меньше, чем больше нажатие. Но лишь в области малых усилий с увеличением силы нажатия резко уменьшается переходное сопротивление. Дальнейшее увеличение силы не приводит к заметному уменьшению переходного сопротивления.

При регулировке контактов оценка их состояния производится по следующим показателям:

сила нажатия в контактах не должна быть менее той величины, которая установлена для выключателя данного типа;

чистота контактной поверхности (отсутствие загрязнений и окислов);

действительная площадь соприкосновения (не менее 70% общей контактной поверхности);

соосность контактных поверхностей подвижного и неподвижного контактов;

последовательность замыкания главных и дугогасительных контактов;

одновременность замыкания и размыкания дугогасительных контактов, а при их отсутствии — главных контактов;

определенная величина захода контактов за конечное положение при включении.

Приведенные показатели являются общими, однако они не в одинаковой мере применимы к выключающим аппаратам различных конструкций.

4. Испытание вводов и оценка состояния внутрибаковой изоляции выключателей 35 кв.

Внутрибаковая изоляция вновь вводимых в эксплуатацию выключателей подлежит сушке, если измеренное значение тангенса в 2 раза превышает тангенс угла диэлектрических потерь вводов, измеренный при полном исключении влияния внутрибаковой изоляции дугогасительных устройств, т. е. до установки вводов в выключатель [1].

Измерение $\text{tg}\delta$ изоляции находящегося в эксплуатации выключателя производится на полностью собранном выключателе мостами Р-595 и Р-5026 по перевернутой схеме (рис. 4.2).

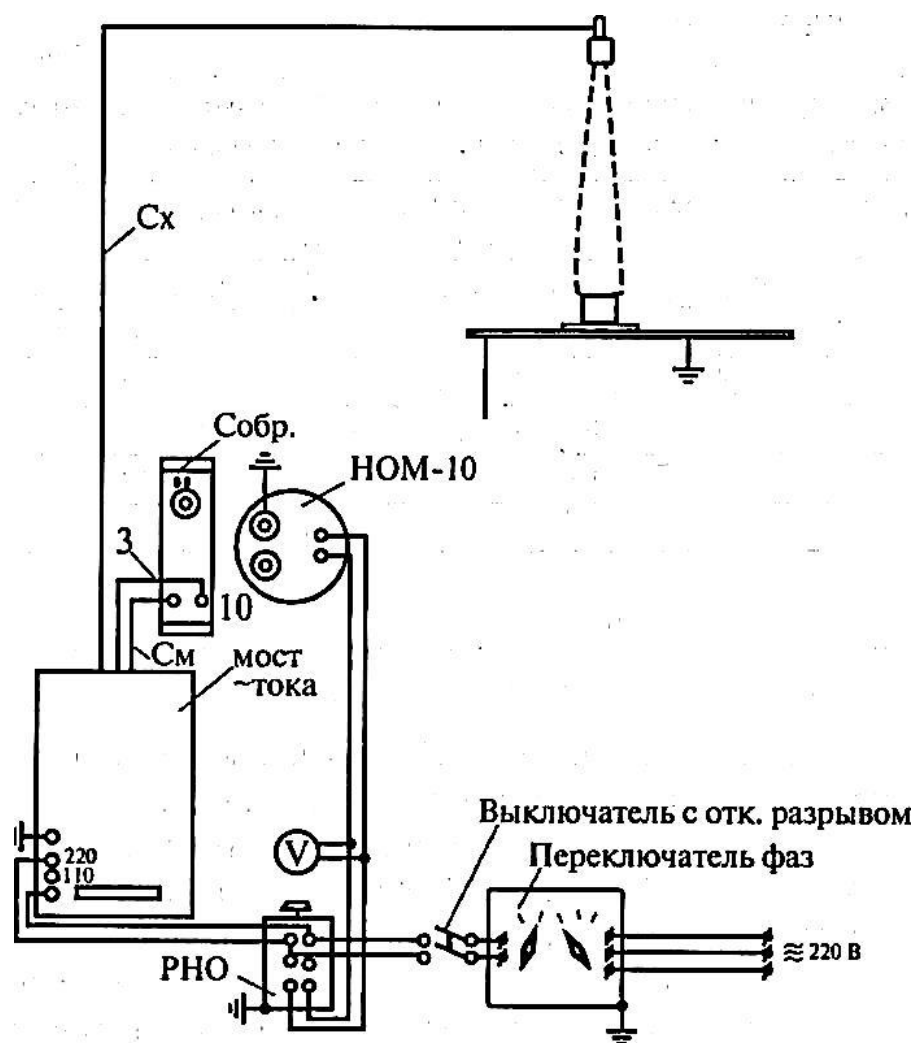


Рис. 4.2. Схема замера $\text{tg}\delta$

Если $\text{tg}\delta$ превышает допустимый, производится измерение с исключением влияния баковой изоляции (опускание бака, слив масла, закорачивание дугогасительных камер).

Если при исключении влияния баковой изоляции $\text{tg}\delta$ вводов уменьшается более чем на 5%, то внутрибаковая изоляция выключателя подлежит сушке.

После повторной заливки выключателя маслом производятся проверка его сопротивления изоляции мегомметром 2500 В и измерение $\text{tg}\delta$ при включенном и отключенном положении выключателя. Сопротивление изоляции и тангенс угла диэлектрических потерь до и после замены масла должны быть в обоих случаях практически одинаковы.

5. Испытание изоляции выключателей повышенным напряжением промышленной частоты (см. табл. 4.3.). Испытания проводятся после капитального ремонта.

Таблица 4.3 - Одноминутное испытательное напряжение промышленной частоты для аппаратов, измерительных трансформаторов, изоляторов и вводов

Класс напряжения, кВ	Испытательное напряжение, аппараты*, трансформаторы тока и напряжения, кВ	
	фарфоровая изоляция	другие виды изоляции
до 0,69	1	1
3	24	22
6	32	29
10	42	38
15	55	50
20	65	59
35	95	86

* Аппараты — силовые выключатели и др.

Изоляцию масляных выключателей 27,5 кВ испытывают напряжением 72 кВ промышленной частоты в течение 1 мин, а вакуумных выключателей 27,5 кВ — 80 кВ, 1 мин Электрическую прочность тяг масляных выключателей ВМК и ВМУЭ испытывают напряжением 80 кВ промышленной частоты в течение 1 минуты. При испытании не должно быть перекрытий, ощутимого нагрева тяги, повреждения изоляции (возникновение в воздухе слабой кистевой короны допускается).

6. Испытание изоляции вторичных цепей повышенным напряжением промышленной частоты.

Изоляция вторичных цепей выключателя и обмоток включающей и отключающей катушек испытывается напряжением 1000 В переменного тока промышленной частоты, после измерения сопротивления изоляции мегомметром на напряжение 1000 В.

Продолжительность испытания — 1 мин

Не допускается замена испытания изоляции обмоток включающей и отключающей катушек напряжением 1000 В 50 Гц 1 мин на испытание мегомметром 2500 В.

7. Проверка времени движения подвижных частей выключателя.

Производится после тщательной регулировки привода и выключателя. При включении и отключении выключателя измеряют время его работы с помощью миллисекундомера или осциллографа. При измерении электросекундомером следует учитывать его погрешность — до 0,05 секунд.

Для проверки быстродействующих выключателей следует применять электронные измерители интервалов времени. Схемы измерения собственного времени включения и отключения представлены на рис. 4.3

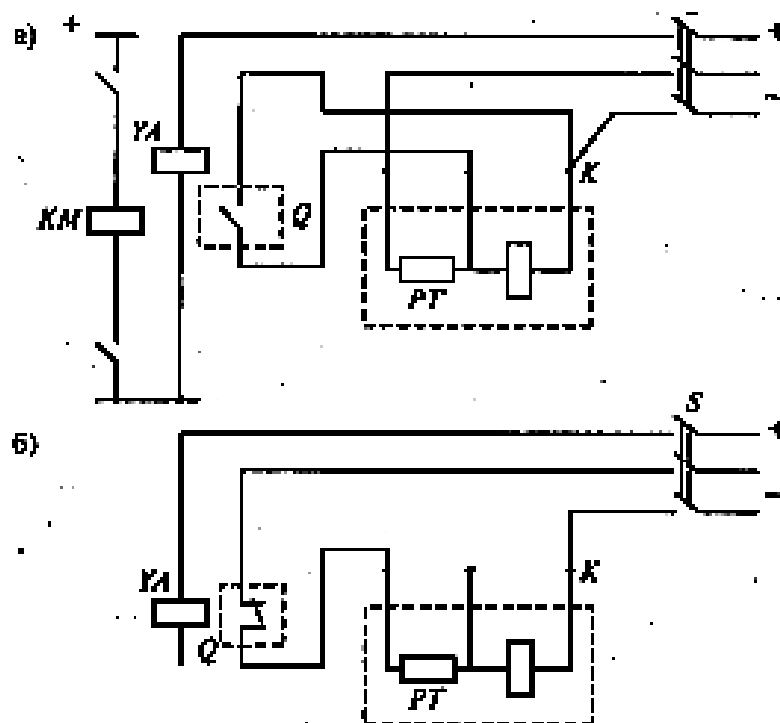


Рис. 4.3. Схемы измерения времени хода подвижных частей масляного выключателя:

а) при включении; б) при отключении; КМ - контактор включения; YA - электромагнит; Q - масляный выключатель; PT - секундомер; S - рубильник

Измерение временных характеристик производится для выключателей всех классов напряжений. Измерение скорости включения и отключения следует производить для выключателей 35 кВ и выше, а также независимо от класса напряжения в тех случаях, когда это требуется инструкцией завода-изготовителя.

В случае превышения норматива времени необходимо произвести измерение скоростных характеристик выключателя, чтобы определить место регулировки.

Измерение времени и скоростей включения и отключения производят на масляном выключателе, полностью залитом маслом, при температуре окружающей среды не менее $+10\text{ }^{\circ}\text{C}$. Скоростные характеристики должны соответствовать данным завода-изготовителя.

Измерение времени включения и отключения выключателей, находящихся в эксплуатации, производится при напряжениях на зажимах обмоток электромагнитов включения и отключения согласно заводских норм и не должно отличаться от паспортных данных более чем на $\pm 10\%$.

Собственное время включения и отключения различных масляных выключателей находят по табл.16. [4, прил. 3.1]

8. Измерение хода, вжима, одновременности замыкания контактов.

Контактная система большей части включающих аппаратов имеет в каждой фазе по две или несколько точек разрыва. В такой системе

существенна одновременность замыкания и размыкания контактов во всех точках разрыва. Если контакты в одной точке в процессе отключения размыкаются раньше, то в этой точке дуга появляется на какой-то интервал времени раньше, чем в другой точке, а гашение дуги, естественно, происходит одновременно на обоих разрывах. В результате этого контакты в первой точке более продолжительное время находятся под действием дуги и обгорают сильнее. Неравномерный износ контактов может привести к досрочному ремонту аппарата. Кроме того, процесс гашения дуги при размыкании контактов в разные моменты времени замедляется.

Необходимо отметить, что указанное не относится к выключателям с двухступенчатым разрывом контактов (например, к маломасляному выключателю МГ-35 или баковому выключателю МКП-110). Примерно такое же влияние на состояние разрывных контактов оказывает неодновременное замыкание и размыкание цепи в разных фазах

Одновременность замыкания и размыкания проверяют только у дугогасительных контактов, но если данный аппарат не имеет дугогасительных контактов, то проверяют одновременность его главных контактов. По этим причинам контакты регулируют на одновременность замыкания и размыкания как в пределах фазы, так и между фазами, добиваясь, чтобы эта разновременность, выраженная в миллиметрах, составила от полного хода подвижных контактов для выключателей 6—10 кВ не более 1,5%, а для выключателей 35 кВ не более 0,5%. При этом нет необходимости добиваться большой точности и, уж во всяком случае, нельзя регулировать контакты на одновременность за счет ослабления контактного давления, которое является значительно более важным показателем.

При включении подвижные контакты несколько заходят по инерции за конечное положение, а затем возвращаются в конечное положение. Величина этого захода не должна быть меньше определенной величины, иначе запирающая защелка привода аппарата не успеет заскочить за соответствующую ось и запереть механизм во включенном положении. Если неподвижный контакт устроен в виде розетки, то чрезмерный заход за конечное положение может вызвать жесткий удар контактного стержня о дно розетки, что особенно опасно для фарфоровых изоляторов. Поэтому при монтаже выключателей с розеточными контактами необходимо проверять заход подвижных контактов за конечное положение и создавать определенный запасной ход таких контактов.

Соберите измерительную схему (см. рис. 4.4).

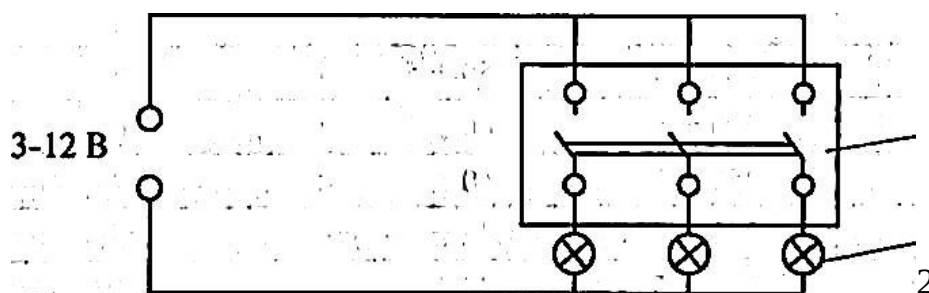


Рис.4.4.Схема для проверки одновременности размыкания выключателя: 1 - выключатель, 2- сигнальные лампы

Снимите верхние фланцы с каждого бака выключателя ВМП-10. Через верхнюю полость в торцы подвижных контактов вверните контрольные стержни длиной 350 мм и более с резьбой на концах М6

В отключенном положении выключателя на уровне верхних фланцев сделайте отметки на контрольных стержнях. При медленном включении выключателя рычагом сделайте новые отметки на стержнях в момент загорания ламп. Продолжайте включение выключателя до посадки привода на защелку.

Сделайте третью отметку на стержнях. Выверните стержни, выключите выключатель и, уложив стержни на ровную поверхность, выровняйте их по первым от резьбы меткам.

Измерьте расстояние между первой и третьей метками. Это ход подвижного контакта. Между второй и третьей отметками — вжим контактов. Разница между вторыми отметками — разновременность включения контактов всех фаз. Результаты сравните с приведенными в табл. 4.4.

Таблица 4.4- Нормы на ход подвижных частей выключателей

Тип выключателя	Ход подвижных частей, мм	Ход в контактах (вжим), мм	Разновременность замыкания и размыкания контактов, мм, не более
1	2	3	4
ВПМ-10	210 ± 5	45 ± 5	5
МГ-10	425 ± 15	90 ± 2	5
МГ-20	475 ± 500	90 ± 2	5
МГ-10-3 150 (4000,5000)-45	295 ± 5	$90 + 95 (18 \pm 2)$	4
МГ-10-5000-63	290 ± 5	$90 + 95 (22 \pm 4)$	6(4)
ВМ-14	-	-	4
ВМ-16	133 ± 3	50 ± 5	5
ВМ-22, ВМ-23	200 ± 5	40 ± 5	6
ВМГ-133	250 ± 5	40 ± 5	2

Продолжение таблицы 4.4

1	2	3	4
ВМГ-10	210 + 5	45 ±5	5
ВМП-10	210 + 5	45 ±5	5
ВМПЭ-10-630 (1000,1600)	204 ±3	55 ±4	5
ВМПЭ-10-3 150	235 + 5	77 ±6	7
ВМПЭ-10, ВМП-10П	240 + 245	59 ±4	5
ВММ-10	180	35 ±3	5
ВМПП-10	207 ±4	59 ±4	5
ВК-10, ВКЭ-10, ВКЭ-М-10	158 ±2	29 + 32	3
ВЭ-10, ВЭ(С)-6	-	26 + 31 (7,5 + 9)	1
С-35-630-10	228 ±6	10 ± 1	1
С-35-3200-50	280 + 5	20 ± 1	1
МКП-35	260 + 275	15 ± 1	2
ВТ-35, ВТД-35	230 ± 10	8+13	2
МКП-110	465 + 10	8 ± 1	2
У-11 0-2000-40	465 ± 10	10± 1	2
У-11 0-2000-50	485 ± 15	20+ 1	2
У-220-1000/ 2000-25	795 ± 10	7+10	2
У-220-2000-40	730 ± 10	20+1	2
ВМТ-110, ВМТ-220	492 ±3	57 + 60	-
ММО-ПО	420 -5/+10	80 ±5	5

Примечание.

В скобках указаны нормы для главных контактов.

9. Проверка действия механизма свободного расцепления.

Механизм свободного расцепления служит для разобщения подвижных частей привода от подвижных частей выключателя в процессе включения выключателя, когда на привод подается импульс наотключение выключателя от защиты.

Проверка действия механизма свободного расцепления производится на участке хода подвижных контактов в 2—3 точках и на границе зоны действия свободного расцепления при включении — от момента замыкания первичной цепи выключателя (с учетом промежутка между его контактами, пробиваемого при сближении последних) до полного включённого положения. При этом должны учитываться специфические требования, обусловленные конструкцией привода и определяющие необходимость проверки механизма свободного расцепления при поднятом до упора сердечнике электромагнита или при незаведённых пружинах, грузе и т. д.

Проверьте действие механизма свободного расцепления в следующих положениях:

расстоянии между контактами от 10 до 15 мм. перекрываемым рабочим напряжением;

касании контактов, контролируемом по моменту зажигания ламп или отклонению стрелки индикатора, подключённого к выводам фаз (полюсов) выключателя (см. рис. 4.5);

шток соленоида включения поднят выше торца удерживающей собачки на 1 — 1,5 мм — зазор Г (см. рис. 4.5) — предвключенное положение выключателя.

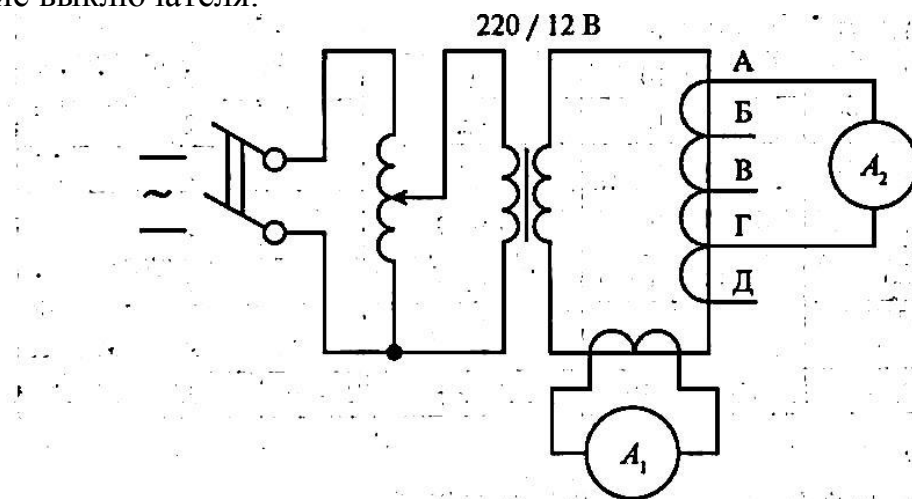


Рис. 4.5. Схемы проверки коэффициента трансформации трансформаторов тока

трёх положениях выключатель должен надёжно переходить в отключённое положение. При этом не должно быть «зависания» соленоида из-за захвата штока включающего соленоида упорным валиком. Причинами захвата штока могут быть: ржавчина, неточная регулировка привода, загустение смазки залипание сердечника соленоида включения от остаточного намагничивания из-за недостаточной толщины диамагнитной (латунной) прокладки, увеличения угла регулировки механизма расцепления в предвключенном положении выключателя.

10. Испытание встроенных трансформаторов тока.

Встроенные трансформаторы тока испытываются так же, как и отдельно стоящие.

Измерение коэффициента трансформации трансформатора тока производится для установления соответствия его паспортным и проектным данным, а также для установки заданного коэффициента трансформации у трансформаторов, выпускаемых с устройством, позволяющим производить их изменение. Измерение коэффициента трансформации производится по схеме на (рис. 6.6) для встроенных. Коэффициент трансформации определяется как отношение первичного тока к вторичному:

$$N_{\text{тт}} = I_1 / I_2$$

У встроенных трансформаторов тока коэффициент трансформации проверяется на всех ответвлениях. В случае, когда ответвления не имеют

маркировки или она недостаточно четка, необходимо проверить ее и маркировать на основании результатов измерения коэффициента трансформации. Наибольший коэффициент трансформации должен быть между крайними ответвлениями.

Более просто проверить маркировку ответвлений путем измерения распределения напряжения по ответвлениям. Для этого на два ответвления подается напряжение порядка 100 В и вольтметром измеряется напряжение между всеми ответвлениями. Схема проверки распределения напряжения представлена на рис. 4.6.

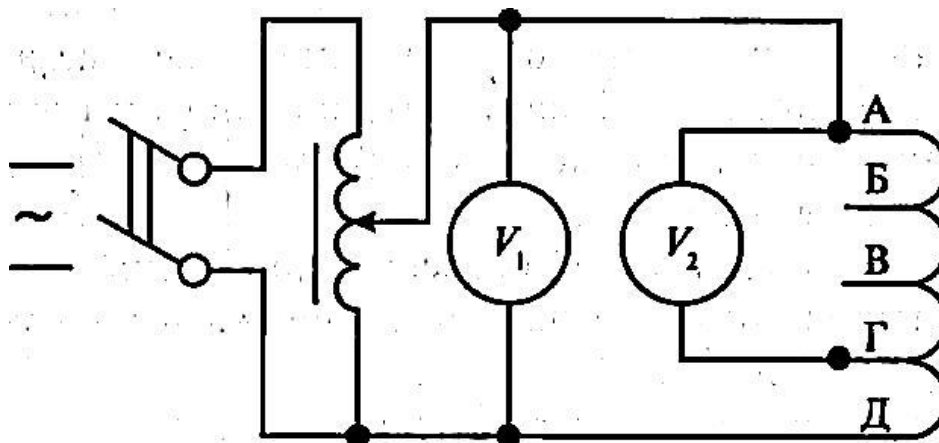


Рис. 4.6. Схема определения ответвлений встроенных трансформаторов тока по распределению напряжения

Максимальное напряжение соответствует крайним ответвлениям: Л и Д. После того как найдены ответвления, на них подается напряжение и вольтметром измеряется напряжение между ответвлением Л и остальными. Напряжение будет распределяться пропорционально числу витков, т. е. коэффициенту трансформации.

коэффициент трансформации по току на всех ответвлениях. При определении распределения напряжения по ответвлениям у трансформаторов тока с одинаковым коэффициентом на первой и последней ступенях (например, у трансформаторов тока 600/5 коэффициенты по ступеням будут: А-Б — 200/5; А-В — 300/5; А-Г — 400/5; А-Д — 600/5; Г-Д — 200/5) учитывается, что последняя ступень имеет добавочное количество витков для компенсации потерь напряжения в трансформаторах тока. У таких трансформаторов напряжение больше у последней ступени Г-Д по сравнению с первой, что является дополнительной проверкой маркировки первого А и последнего Д ответвлений.

11. Испытание трансформаторного масла.

После отключения короткого замыкания мощностью больше половины паспортного значения разрывной мощности для многообъемных масляных выключателей независимо от напряжения и для малообъемных

масляных выключателей напряжением 110 кВ и выше, производится испытание масла на наличие взвешенного угля.

У малообъёмных выключателей напряжением до 35 кВ масло не испытывается, оно заменяется свежим при капитальном ремонте, после трёхкратных отключений короткого замыкания мощностью более половины паспортного значения разрывной мощности масляного выключателя, после выработки выключателем механического ресурса или нормированного допустимого количества операций по коммутационной износостойкости или допустимому значению суммарного коммутируемого тока.

У баковых выключателей всех классов напряжений и малообъёмных выключателей 110 кВ и выше испытание масла производится до и после заливки масла в выключатели.

12. Проверка напряжения срабатывания привода.

Минимальное напряжение срабатывания (наименьшее напряжение действия привода независимо от времени его работы) катушек отключения приводов масляного и вакуумного выключателя должно быть не менее 35 % от номинального.

Масляные и вакуумные выключатели должны обеспечивать надёжную работу при следующих значениях напряжения на зажимах электромагнитов приводов: при отключении — 65—120% номинального; при включении выключателей 80 — 110 % номинального (с номинальным током включения до 50 кА) и 85 — 110 % номинального (с номинальным током включения более 50 кА). При указанных значениях нижних пределов рабочего напряжения приводов выключатели (без тока в первичной цепи) должны обеспечивать нормируемые заводами—изготовителями для соответствующих условий временные и скоростные характеристики.

Наименьшее напряжение срабатывания электромагнитов управления выключателей с пружинными приводами должно определяться при рабочем натяге (грузе) включающих пружин согласно указаниям заводских инструкций. Работоспособность выключателей с пружинным приводом необходимо проверять при уменьшенном натяге включающих пружин согласно указаний инструкций заводов—изготовителей. Завершающей проверкой приводов является измерение минимального напряжения срабатывания электромагнита отключения, контактора включения и опробование привода многократным включением и отключением выключателя.

Измерение минимального напряжения срабатывания производится по схеме, приведенной на рис. 4.7.

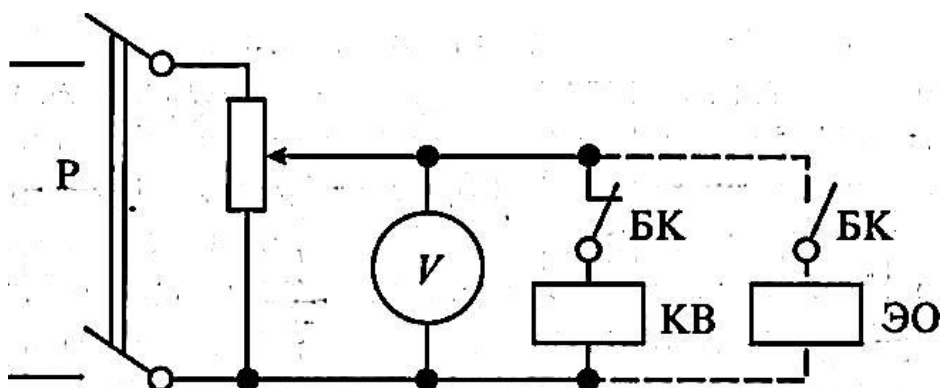


Рис. 4.7. Схема измерения минимального напряжения срабатывания приводов выключателей:

ЭО — электромагнит отключения; КВ — контактор включения; БК — блок-контакт; Р — рубильник

Напряжение постоянного тока при измерении берется с магистральных шин постоянного тока в распределительном устройстве, где производится проверка.

Напряжение при измерении по схеме, приведенной на рис. 4.8, подается непосредственно в цепь электромагнита через соответствующий блок-контакт при отсоединенной схеме дистанционного управления (разрывать цепь постоянного тока рубильником опасно, поэтому в схеме измерения используются блок-контакты выключателя, разрывающие цепь после совершения операции).

Потенциометр подбирается низкоомным (не более 50—100 Ом) и должен быть рассчитан на соответствующий ток электромагнита и собственного потребления.

Измерение производится постепенным подъемом напряжения до срабатывания электромагнита с последующим уточнением значения этого напряжения подачей напряжения на электромагнит толчком. Минимальным напряжением срабатывания считается такое, при подаче которого толчком происходит четкое срабатывание привода.

Минимальное напряжение срабатывания электромагнита отключения должно быть в пределах 30—65% U_H а электромагнита и контактора включения — не более 80% U_H . Тогда при возможных колебаниях напряжения оперативного тока в эксплуатации будет обеспечена надежная работа привода. Условие, чтобы напряжение срабатывания не было ниже 30% t_H , вызвано возможностью, если оно будет ниже, ложного отключения или включения выключателя при одновременном нарушении изоляции в цепях управления и ошиновки батареи (рис. 4.8).

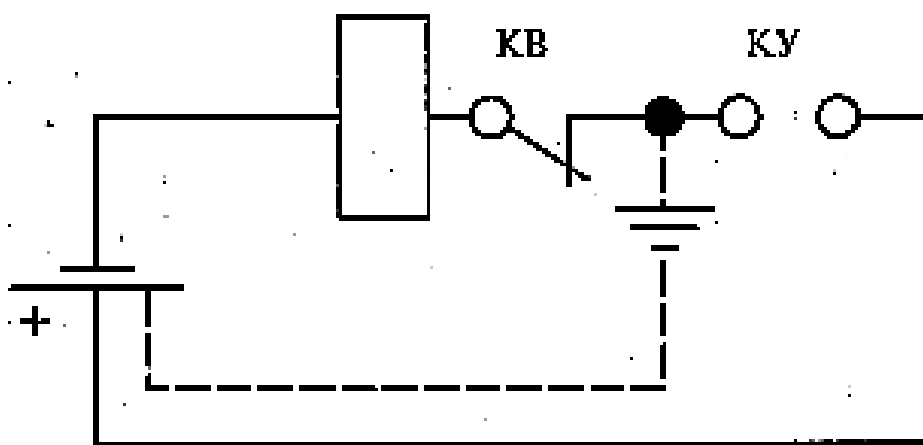


Рис. 4.8. Схема возможного пути прохождения тока при нарушениях изоляции батареи и в цепях управления (показано пунктиром): *KB* — контактор включения; *KY* — ключ управления

Если включение и отключение четкие, то привод опробуется (включение и отключение) с помощью ключа дистанционного управления при повышенном, номинальном и пониженном напряжении оперативного тока в соответствии с табл. 4.1. От значения напряжения зависят тяговые усилия. При пониженном напряжении относительно номинального — усилия ослабевают, при повышенном — чрезмерно увеличиваются. В первом случае это может привести к нечеткой работе и отказу выключателя, а во втором — к недопустимым ударным нагрузкам и срыву операций включения. Последнее происходит из-за того, что при чрезмерно повышенной скорости движения траверсы, обусловленной чрезмерно увеличенными усилиями, запирающая собачка привода не успевает зайти за зуб и удержать выключатель во включенном состоянии. Результаты опробований выключателей считаются удовлетворительными, если при всех циклах не наблюдалось нарушения четкости работы выключателя.

Опробование выключателя многократным включением и отключением.

Трёхкратные опробования масляных выключателей производятся при напряжении на зажимах электромагнитов: включения — 1, 10, 100, 80 (85) % номинального и минимальном напряжении срабатывания; отключения — 120, 100, 65% номинального и минимальном напряжении срабатывания 35%.

Количество операций при повышенном и пониженном напряжении — 3, а при номинальном напряжении — 10 (при новом включении), в эксплуатации — 3 раза. Кроме того, выключатели следует подвергнуть трёхкратному опробованию в цикле В-0 (без выдержки времени).

Выключатели, предназначенные для работы в режиме АПВ, подвергаются 2—3-кратному опробованию в циклах О-В и О-В-О. Работа выключателя в сложных циклах должна проверяться при номинальном и

пониженном до 80% (85%) номинального напряжения на зажимах электромагнитов приводов.

При отсутствии технической возможности подать 110% (120%) напряжения, на катушку подаётся максимальное напряжение вторичного источника оперативного тока подстанции (с указанием величины напряжения в протоколе).

Проверка электрообогрева выключателя.

Электрообогрев должен автоматически включаться при понижении температуры окружающего воздуха ниже указанной в инструкции на выключатель, но обязательно — при минус 25 °С. Элементы электрообогрева должны быть испытаны в нагретом состоянии мегомметром 1000 В, сопротивление изоляции — не менее 1,0 МОм.

Испытание повышенным напряжением 1000 В, 50 Гц, 1 мин силовой цепи электрообогрева можно заменить одномоментным испытанием изоляции мегомметром 2500 В.

15. Оформите протокол испытаний масляного выключателя.

Содержание отчета

1. Протокол испытаний масляного выключателя.
2. Ответы на контрольные вопросы.
3. Выводы по результатам испытания.

Контрольные вопросы

1. Поясните схему подключения мегаомметра при измерении сопротивления изоляции подвижных направляющих частей.
2. Объясните, каким образом можно улучшить переходное сопротивление контактов выключателя.
3. Перечислите факторы, влияющие на переходное сопротивление контактов.
4. Укажите, чем опасно одновременное отключение контактов выключателя.
5. Объясните назначение измерений собственного времени включения и отключения выключателя.

Практическое занятие № 17

Профилактические испытания вакуумных высоковольтных выключателей

Цель работы: научиться методике и безопасным методам испытания вакуумных высоковольтных выключателей; выработать умение оформлять отчетную документацию. Оборудование и приборы: Мультимедийный проектор, электронные материалы. Мост постоянного тока, ключи гаечные, плоскогубцы комбинированные, набор отверток, смазка ЦИАТИМ,

обтирочный материал, диэлектрические перчатки, каска защитная. Ячейка с вакуумным выключателем.

Порядок выполнения работы

1. Подготовить рабочее место:
 1. Отключить выключатель.
 2. Перевести автомат цепей управления в отключенное положение.
 3. Вывести выключатель в контрольное положение
 4. Открыть дверь ячейки
 5. Отсоединить шлейф цепей управления
 6. Выкатить тележку выключателя в ремонтное положение и убедиться в автоматическом закрытии шторок ячейки
 7. Завесить запрещающий плакат «Не включать. Работают люди» на выкаченную тележку, блок микропроцессорной защиты.
 8. Вывесить предупреждающие плакаты «Стой. Напряжение» на соседние ячейки и ячейку, находящуюся напротив.
 9. вывесить предписывающий плакат «Работать здесь» на выкаченную тележку выключателя.
2. Заполнить Протокол профилактического контроля вакуумного выключателя типа ВВ/TEL-10

Таблица 2.12.1 – Результаты проверки выключателя

Наименование операций Содержание операций Результаты	Наименование операций Содержание операций Результаты	Наименование операций Содержание операций Результаты
1.Проверка коммутационного ресурса Выписать соотношение нормируемого и фактического коммутационных ресурсов 2. Внешний осмотр состояние изоляционных деталей и отсутствие их механических повреждений 3. Проверка контактных соединений Состояние контактных соединений главных цепей и вторичных цепей на предмет выявления мест повышенного нагрева	1.Проверка коммутационного ресурса Выписать соотношение нормируемого и фактического коммутационных ресурсов 2. Внешний осмотр состояние изоляционных деталей и отсутствие их механических повреждений 3. Проверка контактных соединений Состояние контактных соединений главных цепей и вторичных цепей на предмет выявления мест повышенного нагрева	
1.Проверка коммутационного ресурса Выписать соотношение нормируемого и фактического коммутационных ресурсов 2. Внешний осмотр состояние изоляционных деталей и отсутствие их механических повреждений	1.Проверка коммутационного ресурса Выписать соотношение нормируемого и фактического коммутационных ресурсов 2. Внешний осмотр состояние изоляционных деталей и отсутствие их механических повреждений	

3. Проверка контактных соединений Состояние контактных соединений главных цепей и вторичных цепей на предмет выявления мест повышенного нагрева	3. Проверка контактных соединений Состояние контактных соединений главных цепей и вторичных цепей на предмет выявления мест повышенного нагрева	
1.Проверка коммутационного ресурса Выписать соотношение нормируемого и фактического коммутационных ресурсов 2. Внешний осмотр состояние изоляционных деталей и отсутствие их механических повреждений 3. Проверка контактных соединений Состояние контактных соединений главных цепей и вторичных цепей на предмет выявления мест повышенного нагрева	1.Проверка коммутационного ресурса Выписать соотношение нормируемого и фактического коммутационных ресурсов 2. Внешний осмотр состояние изоляционных деталей и отсутствие их механических повреждений 3. Проверка контактных соединений Состояние контактных соединений главных цепей и вторичных цепей на предмет выявления мест повышенного нагрева	
4. Очистка от загрязнений защитной поверхности вакуумной дугогасительной камеры С помощью обтирочного материала 5. Измерение сопротивления главной цепи с помощью моста постоянного тока (Приложение 1) Норма – не более 40 мкОМ 6. Испытание изоляции переменным одноминутным напряжением с помощью высоковольтной испытательной установки (фаза – земля) (фаза-фаза) (между выводами при отключенном выключателе) Норма – не наблюдаются разряды и коронирование при напряжении 42кВ в течение 1 минуты. При 32-34 кВ допустимы разряды. Если ниже 28 кВ – требуется вывод в ремонт Проводится в высоковольтно й лаборатории	4. Очистка от загрязнений защитной поверхности вакуумной дугогасительной камеры С помощью обтирочного материала 5. Измерение сопротивления главной цепи с помощью моста постоянного тока (Приложение 1) Норма – не более 40 мкОМ 6. Испытание изоляции переменным одноминутным напряжением с помощью высоковольтной испытательной установки (фаза – земля) (фаза-фаза) (между выводами при отключенном выключателе) Норма – не наблюдаются разряды и коронирование при напряжении 42кВ в течение 1 минуты. При 32-34 кВ допустимы разряды. Если ниже 28 кВ – требуется вывод в ремонт Проводится в высоковольтно й лаборатории	4. Очистка от загрязнений защитной поверхности вакуумной дугогасительной камеры С помощью обтирочного материала 5. Измерение сопротивления главной цепи с помощью моста постоянного тока (Приложение 1) Норма – не более 40 мкОМ 6. Испытание изоляции переменным одноминутным напряжением с помощью высоковольтной испытательной установки (фаза – земля) (фаза-фаза) (между выводами при отключенном выключателе) Норма – не наблюдаются разряды и коронирование при напряжении 42кВ в течение 1 минуты. При 32-34 кВ допустимы разряды. Если ниже 28 кВ – требуется вывод в ремонт Проводится в высоковольтно й лаборатории
4. Очистка от загрязнений защитной поверхности вакуумной дугогасительной	4. Очистка от загрязнений защитной поверхности вакуумной дугогасительной	4. Очистка от загрязнений защитной поверхности вакуумной дугогасительной

камеры С помощью обтирочного материала 5. Измерение сопротивления главной цепи с помощью моста постоянного тока (Приложение 1) Норма – не более 40 мкОМ 6. Испытание изоляции переменным одноминутным напряжением с помощью высоковольтной испытательной установки (фаза – земля) (фаза-фаза) (между выводами при отключенном выключателе) Норма – не наблюдаются разряды и коронирование при напряжении 42кВ в течение 1 минуты. При 32-34 кВ допустимы разряды. Если ниже 28 кВ – требуется вывод в ремонт Проводится в высоковольтно й лаборатории	камеры С помощью обтирочного материала 5. Измерение сопротивления главной цепи с помощью моста постоянного тока (Приложение 1) Норма – не более 40 мкОМ 6. Испытание изоляции переменным одноминутным напряжением с помощью высоковольтной испытательной установки (фаза – земля) (фаза-фаза) (между выводами при отключенном выключателе) Норма – не наблюдаются разряды и коронирование при напряжении 42кВ в течение 1 минуты. При 32-34 кВ допустимы разряды. Если ниже 28 кВ – требуется вывод в ремонт Проводится в высоковольтно й лаборатории	камеры С помощью обтирочного материала 5. Измерение сопротивления главной цепи с помощью моста постоянного тока (Приложение 1) Норма – не более 40 мкОМ 6. Испытание изоляции переменным одноминутным напряжением с помощью высоковольтной испытательной установки (фаза – земля) (фаза-фаза) (между выводами при отключенном выключателе) Норма – не наблюдаются разряды и коронирование при напряжении 42кВ в течение 1 минуты. При 32-34 кВ допустимы разряды. Если ниже 28 кВ – требуется вывод в ремонт Проводится в высоковольтно й лаборатории
4. Очистка от загрязнений защитной поверхности вакуумной дугогасительной камеры С помощью обтирочного материала 5. Измерение сопротивления главной цепи с помощью моста постоянного тока (Приложение 1) Норма – не более 40 мкОМ 6. Испытание изоляции переменным одноминутным напряжением с помощью высоковольтной испытательной установки (фаза – земля) (фаза-фаза) (между выводами при отключенном выключателе) Норма – не наблюдаются разряды и коронирование при напряжении 42кВ в течение 1 минуты. При 32-34 кВ допустимы разряды. Если ниже 28 кВ – требуется вывод в ремонт Проводится в высоковольтно й лаборатории	4. Очистка от загрязнений защитной поверхности вакуумной дугогасительной камеры С помощью обтирочного материала 5. Измерение сопротивления главной цепи с помощью моста постоянного тока (Приложение 1) Норма – не более 40 мкОМ 6. Испытание изоляции переменным одноминутным напряжением с помощью высоковольтной испытательной установки (фаза – земля) (фаза-фаза) (между выводами при отключенном выключателе) Норма – не наблюдаются разряды и коронирование при напряжении 42кВ в течение 1 минуты. При 32-34 кВ допустимы разряды. Если ниже 28 кВ – требуется вывод в ремонт Проводится в высоковольтно й лаборатории	4. Очистка от загрязнений защитной поверхности вакуумной дугогасительной камеры С помощью обтирочного материала 5. Измерение сопротивления главной цепи с помощью моста постоянного тока (Приложение 1) Норма – не более 40 мкОМ 6. Испытание изоляции переменным одноминутным напряжением с помощью высоковольтной испытательной установки (фаза – земля) (фаза-фаза) (между выводами при отключенном выключателе) Норма – не наблюдаются разряды и коронирование при напряжении 42кВ в течение 1 минуты. При 32-34 кВ допустимы разряды. Если ниже 28 кВ – требуется вывод в ремонт Проводится в высоковольтно й лаборатории
7. Опробование	7. Опробование	

выключателя на включение и отключение Пятикратно	выключателя на включение и отключение Пятикратно	
---	---	--

Испытания

проводили _____

Работу

принял _____

Контрольные вопросы.

1. Назначение, конструкция вакуумных высоковольтных выключателей переменного тока.
2. Состав работ при профилактических испытаниях вакуумных высоковольтных выключателей.
3. Каков порядок измерения сопротивления главной цепи вакуумных высоковольтных выключателей с помощью моста постоянного тока?

Содержание отчета

1. Цель работы.
2. Однолинейная схема присоединения.
3. Порядок подготовки рабочего места на вакуумном выключателе.
4. Схема измерения сопротивления постоянному току контактной системы выключателя.
5. Протокол испытаний вакуумного высоковольтного испытания.
6. Вывод по результатам проведенных испытаний. Приложение 2.12.1

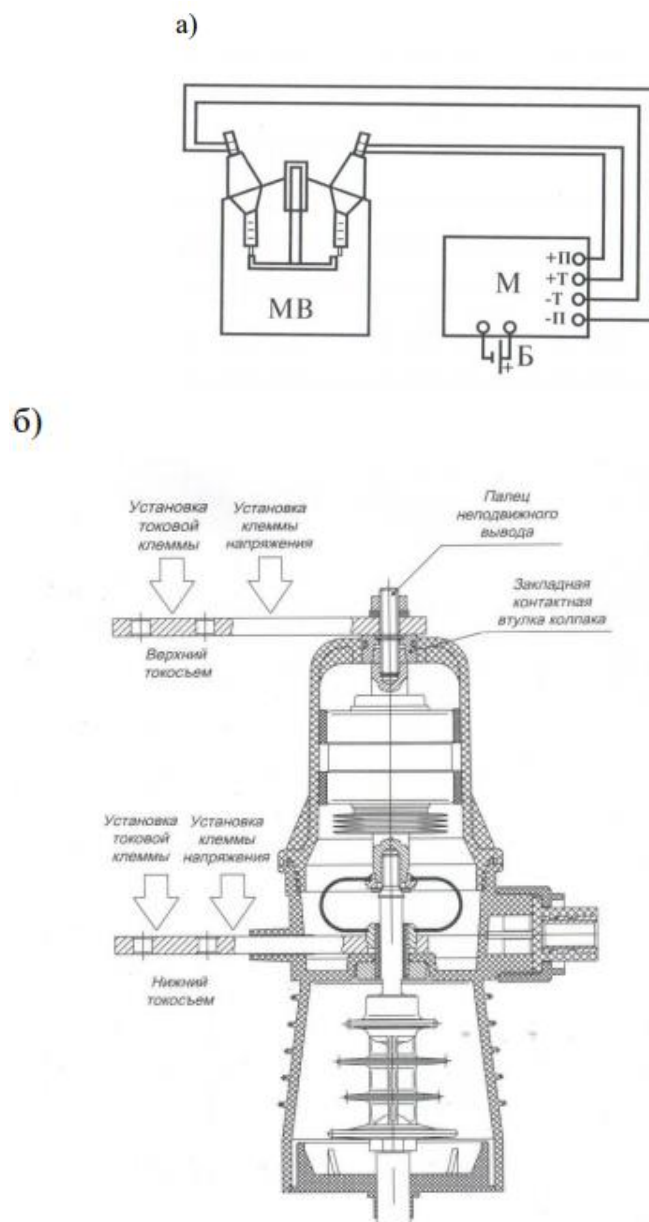


Рисунок 2.12.1. Схема измерения сопротивления главной цепи с помощью моста постоянного тока. а) общий вид схемы подключения моста постоянного тока; б) способ подключения моста к вакуумному высоковольтному выключателю.

Практическое занятие № 18

Испытания аккумуляторных батарей

Цель: получить практические навыки при испытании аккумуляторных батарей.

Оборудование и материалы: аккумулятор СК-6, ареометр, стеклянная трубка, милливольтметр, нагрузочная вилка, резиновые перчатки, нагрузочный реостат или электрические печи, амперметр.

Краткие теоретические сведения

На тяговых подстанциях в качестве источника оперативного постоянного тока используют аккумуляторные батареи из свинцово-кислотных аккумуляторов типа СК [2]. Аккумуляторные батареи работают в режиме постоянного подзаряда, т. е. батарея постоянно подключена параллельно зарядному устройству. Это объясняется тем, что при работе кислотной аккумуляторной батареи по методу «заряд — разряд» (самостоятельное питание нагрузки аккумуляторной батареи, с последующим зарядом ее после разрядки) износ положительных пластин аккумуляторов происходит значительно быстрее, чем при режиме постоянного подзаряда, так как износ пластин наблюдается в конце каждого подзаряда, когда положительная пластина теряет часть своего объема.

Работа аккумуляторной батареи в режиме постоянного подзарядки обеспечивает надежность питания оперативных цепей, так как батарея находится всегда в заряженном состоянии; при этом уменьшается сульфатация пластин и выпадение их активной массы на дно сосудов вследствие отсутствия периодических глубоких разрядов большим током, что удлиняет срок службы батареи.

В режиме постоянного подзаряда все элементы разряжаются и подзаряжаются равномерно, а в сосудах поддерживается одинаковый уровень и плотность электролита.

Порядок выполнения

Провести внешний осмотр батареи.

Измерить уровень электролита (рис. 6.1, а, б).

Уровень электролита измеряют стеклянной трубкой, которая опускается в аккумулятор до упора в предохранительный щиток, затем закрывается сверху пальцем и приподнимается.

3. Измерить плотность и температуру электролита (рис. 6.1, в). Для измерения плотности электролита необходимо с помощью резиновой груши несколько раз (для удаления пузырьков воздуха со стенок пипетки) набрать электролит в пипетку до всплытия денсиметра. Не вынимая пипетку из аккумулятора и не допуская касания денсиметром стенок пипетки по нижней части мениска электролита и пипетке по шкале денсиметра, определяют плотность электролита.

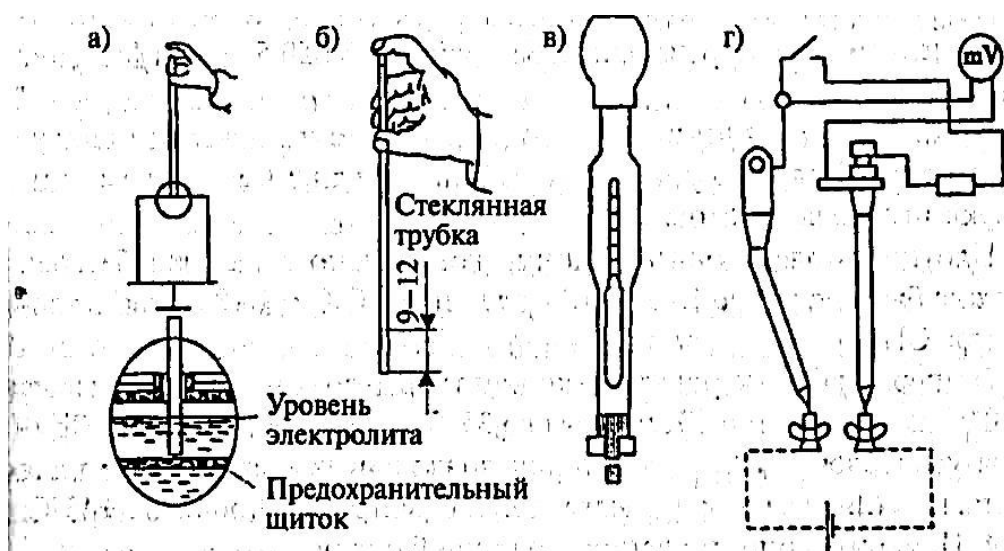


Рис. 6.1. Измерение уровня и плотности электролита и напряжения пластин:

а, б- проверка уровня электролита; в — ареометр для измерения плотности электролита; г — нагрузочная вилка для измерения

Плотность электролита заряженной батареи при температуре $+20^{\circ}\text{C}$ должна быть:

для аккумуляторов типа СК $1,205 \pm 0,005 \text{ г/см}^3$;

для аккумуляторов типа СН $1,24 \pm 0,005 \text{ г/см}^3$;

для щелочных аккумуляторов, щёлочь:

калиево-литиевая 1,19—1,21 г/см³

калиевая 1,26—1,28 г/см³

натриево-литиевая 1,17 — 1,19 г/см³.

Приготовление кислотного электролита и приведение аккумуляторной батареи в рабочее состояние должны выполняться в соответствии с указаниями инструкции завода — изготовителя и типовой

инструкции: «Инструкция по эксплуатации стационарных свинцово — кислотных аккумуляторных батарей» РД 34.50.502 — 91 М., 1992 (гл. 2.10, [4]).

При приготовлении щелочного электролита и приведении аккумуляторной батареи в рабочее состояние должны выполняться инструкции завода-изготовителя.

Плотность электролита в конце контрольного разряда батареи должна быть не менее $1,45 \text{ г/см}^3$ в элементах СК, и $1,185 \text{ г/см}^3$ в элементах СН.

Температура электролита в конце заряда должна быть не выше $+40^{\circ}\text{C}$ для элементов СК и не выше 35°C — для элементов СН. Температура щелочных электролитов не должна превышать $+25^{\circ}\text{C}$, а для составных (литиевых, калиевых и др.) щелочных электролитов $+45^{\circ}\text{C}$.

4 Измерить сопротивление изоляции батареи.

Измерение сопротивления изоляции аккумуляторной батареи производится вольтметром с внутренним сопротивлением не менее 50 кОм [5].

Поочередно измеряются напряжение между каждым полюсом и «землей» и между полюсами батареи при полностью снятой нагрузке. Сопротивление изоляции вычисляется по формуле:

$$R_x = R_{np} ((U / (U_1 + U_2)) - 1), \text{ Ом}$$

где R_{np} — внутреннее сопротивление прибора, Ом;

U — напряжение на зажимах батареи, В;

U_1 и U_2 — напряжение между «плюсом» и землёй, между «минусом» и землёй, В.

Сопротивление изоляции должно быть не менее 50 кОм для батареи 110 В и 100 кОм для батареи 220 В.

5 Измерение напряжения на элементах (рис. 6.1, г).

Проверяется напряжение каждого элемента батареи с помощью нагрузочной вилки или вольтметром класса точности 0,5 со шкалой 0—3 В. Не должно быть более 5% отстающих элементов от их общего количества.

Напряжение отстающих элементов в конце разряда (3 или 10 часов) не должно отличаться более чем на 1—1,5% от среднего напряжения остальных элементов, при этом напряжение в конце разряда не должно снизиться до уровня менее 1,8 В на элемент кислотной батареи, и 1,0 В щелочной батареи.

6. Проверить ёмкость отформованной аккумуляторной батареи. Перед проверкой ёмкости батареи производится её дозарядка. Проверка ёмкости отформованной аккумуляторной батареи производится после получения устойчивого (в течении 1 часа) напряжения элементов 2,6... 2,75 В, и возникновения интенсивного выделения газов на всех пластинах.

Через 30 минут после окончания заряда производится контрольный разряд 3-часовым или 10-часовым током для кислотных и 8-часовым током для щелочных батарей (ПУЭ и ПЭЭП разрешают проводить разряд кислотных батарей током 10-часового режима). Разряд ведётся на нагрузочное сопротивление или на электропечи отопления здания тяговой подстанции, корректируя количеством электропечей разрядный ток аккумуляторной батареи.

Во время контрольного разряда ежечасно контролируются:

- разрядный ток;
- напряжение на зажимах батареи;
- напряжение на зажимах каждого элемента;
- плотность электролита в каждом элементе;
- температура электролита в контрольных элементах.

Разряд ведется до снижения напряжения на зажимах любого элемента до 1,8 В. Если хотя бы на одном элементе напряжение окажется ниже 1 В, разряд должен быть прекращён. Полученную в результате емкость как произведение разрядного тока на время разряда батареи А·ч приводят к температуре 20 °С по формуле:

$$C_{20} = C_T / (1 + 0,008(t - 20)), A \cdot ч$$

t — средняя температура электролита при разряде, °С;

C_T - ёмкость полученная при разряде, А·ч;

0,008 - температурный коэффициент.

Ёмкость законченной монтажом новой аккумуляторной батареи приводится к температуре 25°С и должна соответствовать данным завода изготовителя.

$$C_{25} = C_T / (1 + 0,008(t - 25)), A \cdot ч$$

Полученная в результате контрольного разряда ёмкость батареи, приведенная к температуре +20°С, должна соответствовать заводским данным, а в конце срока службы быть не менее 70% первоначальной

7 Результаты занести в табл. 6.1.

Таблица 6.1- Результаты проверки аккумуляторной батареи

№ п/п	Проверка	Параметр	Допуск	Заметки	Измерительные инструменты
1	Уровень электролита				
2	Плотность электролита				
3	Напряжение аккумулятора (U)				
4	Потенциал между + и корпусом (U)				
5	Потенциал между — и корпусом (U)				

Содержание отчета

1. Таблица результатов проверки аккумуляторной батареи.
2. Ответы на контрольные вопросы.
3. Вывод.

Контрольные вопросы

1. Укажите величину плотности электролита.
2. Расскажите об устройстве аккумуляторной батареи.
3. Опишите порядок определения повреждений пластин.
4. Укажите значение сопротивления изоляции.
5. Опишите способы подзарядки аккумуляторных батарей

Практическое занятие № 19

Испытания измерительного трансформатора напряжения

Цель: получить навыки испытаний измерительных трансформаторов и оформление протоколов испытаний.

Оборудование и материалы: каски защитные, пояс предохранительный, диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, лестница, закоротки, мегаомметры на напряжение 1000 и 2500 В (или универсальный), мост переменного тока Р5026 или МД-16, ключи гаечные, плоскогубцы комбинированные, отвертки, ёмкости для отбора проб масла, растворитель органический, обтирочный материал.

Краткие теоретические сведения

Измерительные трансформаторы напряжения (в дальнейшем *TV*) применяются в электроустановках переменного тока для расширения пределов измерений электроизмерительных приборов и питания обмоток напряжения устройств релейной защиты.

Первичные обмотки *TV* (обмотки ВН) подключаются параллельно к шинам ВН, ко вторичной обмотке подключаются обмотки напряжения измерительных приборов и реле защиты. Напряжение на вторичной обмотке *TV* равно 100/3 В. В целях безопасности обслуживающего персонала вторичная обмотка заземляется. Магнитопровод с намотанными на него обмотками помещается в бак с трансформаторным маслом, которое применяется для изоляции и охлаждения. В последнее время в эксплуатации появились измерительные трансформаторы напряжения с литой изоляцией (например, ЗНОЛ). При испытаниях измерительных трансформаторов производят:

- измерение сопротивления изоляции первичных и вторичных обмоток;
- определение погрешности;
- испытание повышенным напряжением промышленной частоты и изоляции первичных и вторичных обмоток, доступных стяжных болтов;
- измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции и обмоток;
- испытание трансформаторного масла из трансформатора на пробой;
- проверка правильности маркировки выводов; измерение сопротивления обмоток постоянному току.

Порядок выполнения

1. Осмотреть трансформатор напряжения.

Проверить целостность и чистоту фарфоровой и литой изоляции, отсутствие следов перекрытия, течи масла, наличие и надёжность связи бака

(корпуса) и основания трансформатора с заземляющим электроустановку контуром, отсутствие вмятин на корпусе трансформатора.

Проверить уровень масла в трансформаторе, цвет индикаторного силикагеля в воздухоосушительном фильтре (при наличии).

2. Измерить сопротивление изоляции.

Измерение производится мегаомметром на напряжение 2500 В (в обмотке ВН) и на 1000 В (обмотка НН). Перед измерением обмотки ВН заземляют не менее 2 мин для того, чтобы дать стечь емкостному току. Клемму «З» соединяют с заземленным корпусом трансформатора, другую с объединенными (закороченными) выводами обмотки ВН. Снимают заземление с испытуемой обмотки, подают напряжение на эту обмотку и включают секундомер в момент начала подачи напряжения.

Отсчитывают по шкале мегаомметра сопротивление изоляции через 60 с (R_{60}).

Испытанную обмотку заземляют и закорачивают не менее 2 минут. Замер выполняют не менее 3 раз, вычислить среднее арифметическое значение (R_{60}). Для трансформаторов на напряжение до 35 кВ R_{60} должно быть не менее 10 МОм, на напряжение 110 и 220 кВ — не менее 300 МОм.

Аналогично мегаомметром на напряжение 1000 В измерить сопротивление изоляции R_{60} вторичных обмоток трансформатора. Значение сопротивления не нормируется, но оно должно быть не менее 10 МОм.

После измерения сопротивления каждой фазы необходимо вновь заземлить эту обмотку не менее, чем на 2 мин.

При измерении сопротивления изоляции одной обмотки (например, обмотки НН) обмотка ВН должна быть закорочена и заземлена.

3. Проверка правильности маркировки выводов трансформатора напряжения.

Однополярными выводами обмоток считаются такие, которые при наличии потока в магнитопроводе имеют один и тот же знак ЭДС. Полярность выводов обмоток зависит от направления намотки витков катушек и взаимного расположения их на магнитопроводе.

Соберите схему (рис. 7.1).

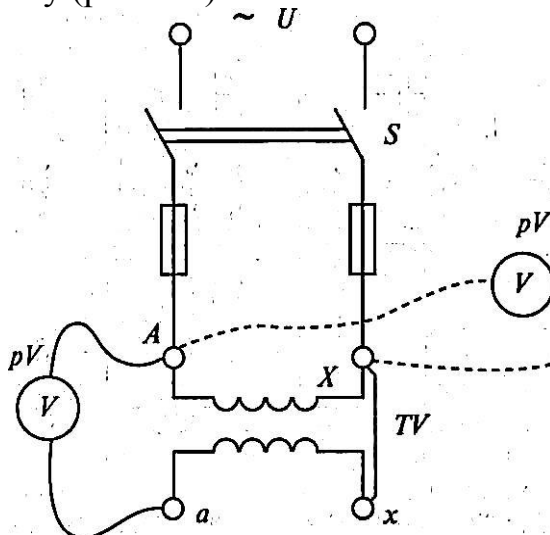


Рис. 7.1. Проверка правильности маркировки выводов трансформатора напряжения

Подайте напряжение $U = 220 \text{ В}$ на обмотку ВН и измерьте напряжения между выводами Aa (U_{Aa}); AX (U_{AX}). При правильной маркировке U_{Aa} будет меньше, чем U_{AX} :

$$U_A = 220 \text{ В}$$

$$U_{ax} = 220 K_{TV} \text{ В}$$

где K_{TV} — коэффициент трансформации трансформатора напряжения

$$U_{Aa} = U_{AX} - U_{ax} \text{ В}$$

Для обеспечения безопасности работ при испытании напряжение ш сети необходимо подвести к обмотке ВН.

Вторым способом проверки полярности обмоток является **проверка импульсами постоянного тока**.

Соберите схему (рис. 7.2) в зависимости от тока трансформатора напряжения.

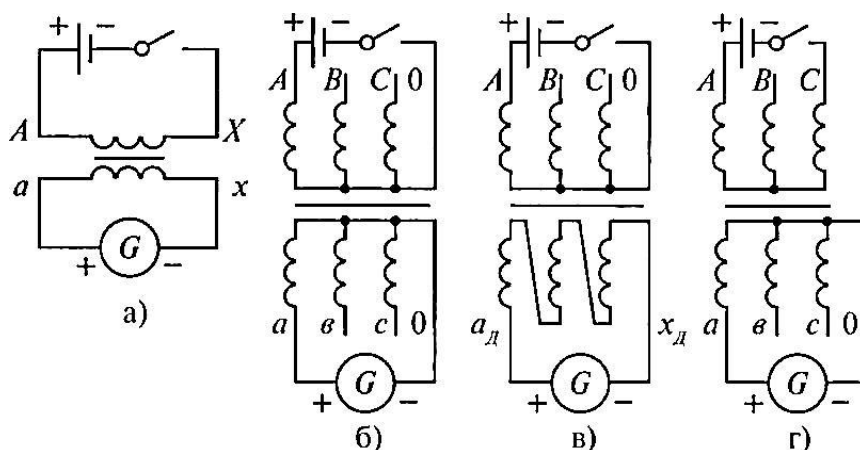


Рис. 7.2. Схемы проверки полярности и правильности обозначения выводов трансформаторов напряжения

a — однофазного двухобмоточного; b — пятистержневого, обмотки соединены в звезду; v — пятистержневого обмотки соединены в разомкнутый треугольник; g — трехфазного двухобмоточного

4. Проверка полярности обмоток однофазного трансформатора напряжения (рис. 7.2, а).

Если на одну из обмоток кратковременно подключать постоянный ток, а к другой гальванометр, присоединив «+» батареи и гальванометра к однополярным зажимам A и a , то отклонение гальванометра будет происходить в правую сторону при замыкании цепи батареи и в левую — при размыкании ее (рис. 7.2, а).

Это свойство обмоток позволяет просто определять однополярные зажимы: если при такой схеме подключения батареи и гальванометра

отклонение последнего при замыкании цепи батареи происходит и правую сторону, а при размыкании — в левую, то однополярными являются выводы A, a и X, x . Такой метод определения полярности обмоток называют методом полярмера. Он широко применяется и практике наладочных работ.

Перед проверкой полярность зажимов гальванометра должна быть проверена подачей на него кратковременно в пределах допустимого напряжения. В противном случае могут быть сделаны неправильные выводы, последствием которых могут быть серьезные аварии силовых трансформаторов, неправильная работа релейной защиты и т. п. В качестве гальванометров используются грубые гальванометры или милливольтметры.

Некоторые особенности имеет проверка полярности выводов у трехфазных трансформаторов напряжения. Методы проверки таких трансформаторов показаны на (рис. 7.2, б—г). При этом надо иметь в виду, что если для проверки полярности пятистержневых трансформаторов напряжения достаточно лишь пересоединить плюс батарейки и гальванометра на соответствующую фазу трансформатора, то в случае проверки полярности трехфазного двухобмоточного трансформатора напряжения этого недостаточно. Такой трансформатор напряжения не имеет нулевого вывода первичной обмотки. Поэтому постоянный ток от батарейки должен подаваться в первичные обмотки двух фаз, а гальванометр должен минусом подключаться к нулевому выводу вторичной обмотки. При замыкании рубильника и поочередном подключении зажима «плюс» гальванометра к выводам a, b, c вторичной обмотки отклонение стрелки гальванометра будет различным: при включении на вывод a и правильной полярности — вправо, при включении на вывод c — влево, а при включении на вывод b отклонение равно нулю или незначительно по величине.

5. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток.

Если к изоляции приложить переменное напряжение U (рис. 7.3), то через нее будет проходить емкостный ток I_c , сила которого при данном напряжении определяется емкостью C , и активный ток I_a , обусловленный сопротивлением изоляции r и явлением абсорбции, а также дипольной поляризацией (диэлектрическим гистерезисом).

Активный ток может служить критерием качества диэлектрика, однако его величина зависит, кроме того, и от геометрических размеров диэлектрика, от которых зависит также и емкостный ток. Чтобы исключить влияние размеров диэлектрика, за критерий состояния изоляции удобно принять отношение активного тока I_a к емкостному току I_c , которое, как видно из векторной диаграммы, показанной на рис. 7.3 (а), равно $\operatorname{tg} \delta$, называемого углом диэлектрических потерь. Обычно $\operatorname{tg} \delta$ изоляции электрооборудования составляет сотые и тысячные доли единицы. Для удобства принято измерять $\operatorname{tg} \delta$ в процентах, но численно в 100 раз больше. Если $\operatorname{tg} \delta = 0,0035$, то в процентах он равен 0,35. Для одного и того же диэлектрика диэлектрические потери зависят от температуры (рис. 7.3) и частоты приложенного напряжения.

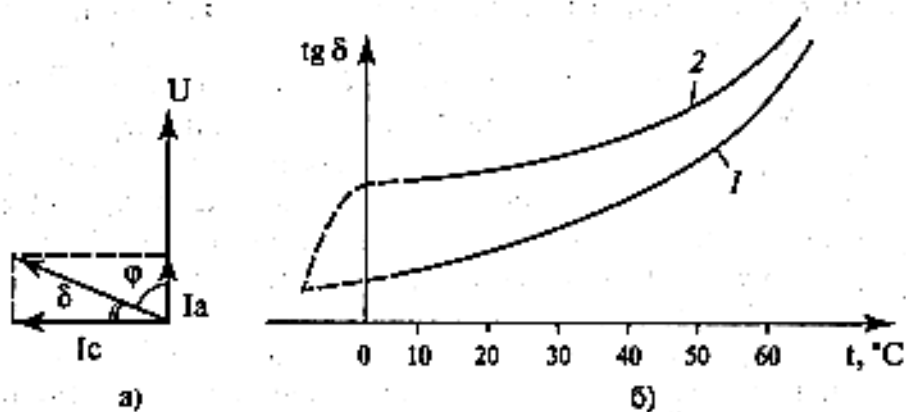


Рис. 7.3. Диэлектрические потери: а — векторная диаграмма токов в диэлектрике, б — зависимость диэлектрических потерь от температуры для сухой изоляции (1) и для увлажненной изоляции (2)

Для лучшей оценки состояния изоляции измерять $\operatorname{tg} \delta$ изоляции высоковольтного оборудования и масла желательно при напряжении выше 1000 В (обычно 10 кВ) и при температуре, близкой к той, которая бывает при нормальном режиме работы. В любом случае температура диэлектрика должна быть положительной (не менее 10°C). Измеряют $\operatorname{tg} \delta$ мостом переменного тока (рис. 7.4, а—б).

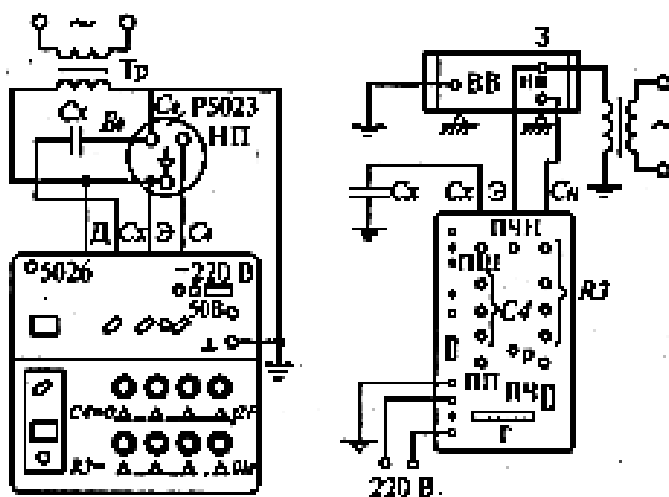


Рис. 7.4. Включение моста при измерениях по перевернутой схеме а - включение моста P5026; б — включение моста МД-16

Закоротить и заземлить вторичные обмотки трансформатора. Измерения проводятся при температуре не ниже $+10^{\circ}\text{C}$ для трансформаторов до 110 кВ и не ниже $+20^{\circ}\text{C}$ для трансформаторов на напряжение 220 кВ мостом переменного тока типа: 5026М, Р595.

Приборы расположить так, чтобы между мостом и источником испытательного напряжения было расстояние не менее 0,5 м для исключения влияния на результаты замеров электромагнитных и электростатических

полей шин, работающего оборудования и других факторов. Собрать схему измерения. Мост подключить по «перевёрнутой» схеме (рис. 7.4).

Образцовый конденсатор установить на диэлектрический коврик. Кабель с обозначением «С» присоединить к выводу обмотки НН.

Кабель «С0» присоединить к зажиму «НП» образцового конденсатора.

Наконечник с обозначением «Э» кабеля «С0» присоединить к зажиму «земля» образцового конденсатора.

Наконечник с обозначением «Э» кабеля «С_х» не подключать.

Выводы «Д» и «Э» моста соединить перемычкой из провода ПВЛ.

Заземлить вывод «ВП» образцового конденсатора. Соединить проводом ПВЛ зажим «Д» моста с высоковольтным выводом испытательного трансформатора. Следить, чтобы оболочки кабелей и изоляция проводов (кроме заземлённых) располагались на расстоянии не менее 150 мм от заземлённых частей.

Установить ограждение вокруг всей зоны испытательного напряжения, снять заземление с обмотки НН, подать испытательное напряжение от 8 до 10 кВ.

Включить тумблер «Сеть» моста. Установить ручку «Чувствительность» в такое положение, при котором стрелка микроамперметра отклоняется на 30—35 мкА. Вращением ручки «А» выбрать такое положение, при котором показание микроамперметра будет минимально. Уравновесить мост, изменяя положение переключателей значений $R3$ и $C4$ в любой очерёдности, начиная с чувствительности 70 дБ до максимальной при положениях переключателя $+1 \operatorname{tg} \delta$, $+2 \operatorname{tg} \delta$.

Записать полученные значения $R3$ и $C4$. Замеры повторить не менее трёх раз. Значение $\operatorname{tg} \delta$ вычислить по формулам из руководства по эксплуатации моста и как среднее арифметическое трёх замеров. Если не удастся уравновесить мост на чувствительности 30 дБ и выше, необходимо изменить место расположения приборов, фазу питающего напряжения, проверить правильность сборки схемы и надёжность контактных соединений.

При подаче испытательного напряжения обратить внимание на отсутствие характерного шума перекрытия изоляции.

Отключить тумблер «Сеть» моста, снять испытательное напряжение, заземлить испытанную обмотку.

Результаты измерений $\operatorname{tg} \delta$ изоляции обмоток, включая динамику их изменений, должны учитываться при комплексном рассмотрении данных всех испытаний.

Порядок измерений мостами Р5026, МД-16 и Р595 излагается в заводских инструкциях. С увеличением температуры $\operatorname{tg} \delta$ увеличивается. Для приведения измеренных значений $\operatorname{tg} \delta$ к необходимой температуре (например, измеренной на заводе) используются следующие коэффициенты (табл. 7.1)

Таблица 7. 1- Коэффициенты изменения волокнистой изоляции

Разность температур	1	2	3	4	5	10	' 15
Коэффициент изменения волокнистой изоляции К	1,03	1,06	1,09	1,12	1,15	1,31	1,51
Разность температур	20	25	30	—	—	—	—
Коэффициент изменения волокнистой изоляции К	1,75	2	2,3	—	—	—	—

Значение коэффициента K для разности температур, не указанных выше, определяют путем умножения коэффициентов соответствующих, например,

K для: $\Delta t = 9^\circ\text{C} = \Delta 4^\circ\text{C} + \Delta 5^\circ\text{C}$;

$K_9 = 1,12 \cdot 1,15 = 1,29$.

Оценка состояния изоляции трансформаторов напряжения по $\text{tg}\delta$ производится по нормам, приведенным в табл. 7.2.

Таблица 7.2- Максимально допустимый $\text{tg}\delta$ (%) изоляции обмоток трансформаторов напряжения.

Наивысшее напряжение испытываемой обмотки, кВ	Температура обмоток, $^\circ\text{C}$					
	10	20	30	40	50	60
10 и ниже	4	5,5	7,5	10	14	19
35	2,8	4	5,5	8	11	16
110-220	1,8	2,5	3,5	5	7	10

6. Определение погрешности.

Трансформатор напряжения работает с погрешностью, искажающей вторичное напряжение как по величине, так и по фазе:

— погрешность в напряжении (или в коэффициенте трансформации — отклонение действительного коэффициента трансформации от номинального).

- погрешность по углу, под которой понимается угол сдвига вторичного напряжения относительно первичного.

В зависимости от погрешностей трансформаторы напряжения подразделяются на классы точности, например: класс 0,2 — погрешность $\pm 0,2\%$, угловая ± 10 ; класс 0,5 — погрешность $\pm 0,5\%$, угловая ± 20 . Один и тот же трансформатор напряжения в зависимости от нагрузки, подключённой к вторичной обмотке, может работать с различным классом точности.

Поэтому проверка погрешности ТН заключается в сопоставлении суммарной мощности подключённой нагрузки с допустимой, указанной в паспорте ТН, позволяющей ему работать в заданном классе точности.

Кроме того, сечение жил кабелей от ТН до места установки защит должно обеспечить падение напряжения: в цепях релейной защиты — не более 3%; в цепях измерительных приборов — не более 1,5%; в цепях расчётных счётчиков — не более 0,25%.

7. Измерение коэффициента трансформации.

Одной из необходимых проверок трансформатора напряжения при новом включении является проверка коэффициента трансформации и соответствия его паспортным данным и требованиям проекта. К этой проверке можно приступать лишь при наличии удовлетворительных результатов измерения сопротивления изоляции и испытания масла, залитого в трансформатор.

Проверка коэффициента трансформации однофазных трансформаторов напряжения с номинальным первичным напряжением до 10 кВ достаточно проста (рис. 7.5, а).

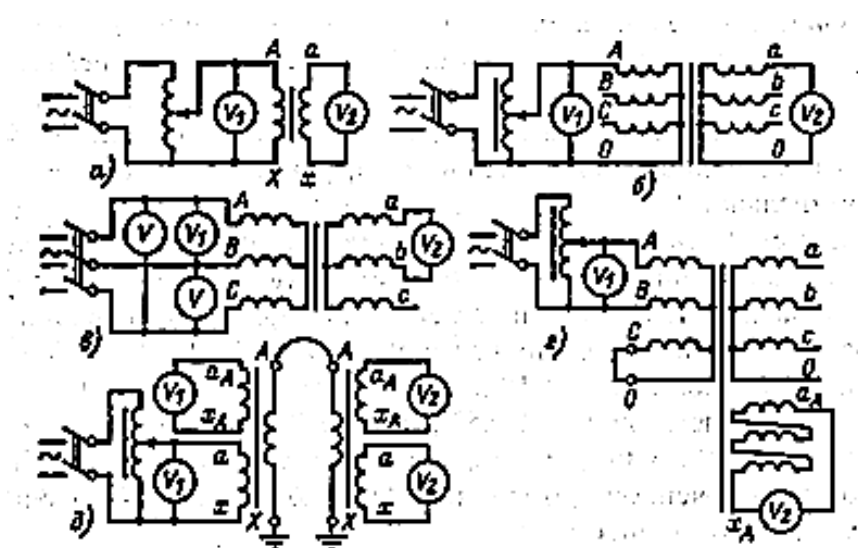


Рис. 7.5. Схемы измерения коэффициента трансформации трансформаторов напряжения:

а — однофазного; б — трехфазного с нулевым выводом; в — трехфазного без нулевого вывода; г — сигнальной обмотки пятистержневого трансформатора

Для этого на первичную обмотку высокого напряжения однофазного трансформатора напряжения через регулирующее устройство подается напряжение переменного тока 220 или 380 В, которое контролируется вольтметром класса 0,5 или 1.

К выводам вторичной обмотки низкого напряжения подключается вольтметр такого же класса с небольшими пределами измерений. Отношение показаний вольтметров соответствует коэффициенту трансформации данного трансформатора напряжения.

Для измерения коэффициента трансформации трехфазного трансформатора напряжения на первичные обмотки подается симметричное трехфазное напряжение до 380 В (рис. 7.5, в). Между двумя фазами первичной обмотки и аналогичными фазами вторичной обмотки производятся при этом измерения напряжения вольтметром.

Если трехфазный трансформатор соединен в звезду с нулевым выводом на первичной и вторичной сторонах, то измерение коэффициента трансформации можно производить так же, как и у одно фазного, подавая напряжение на фазу и ноль (рис. 7.5., б).

У пятистержневого трансформатора напряжения измерение коэффициента трансформации обмотки, соединенной в звезду, не отличается от аналогичного измерения для двухобмоточного трансформатора. Особенность заключается в измерении коэффициента трансформации обмотки, соединенной в разомкнутый треугольник.

Так как соединение фаз этой обмотки произведено внутри бака, а наружу выведены только концы a_d и x_d , то для проверки коэффициента трансформации необходимо, подав напряжение на первичную обмотку, закоротить на ноль обмотку одной фазы первичной обмотки (рис. 7.5, г). В этом случае отношение первичного напряжения к измеренному на зажимах, a_d x_d будет соответствовать определяемому коэффициенту трансформации дополнительной обмотки.

Для трансформаторов напряжения 35 кВ и выше пользоваться методом прямого измерения коэффициента трансформации трудно, так как напряжение на вторичной обмотке получается незначительным, и это влияет на точность измерения. В таких случаях коэффициент трансформации проверяется методом сравнения.

При этом методе сравниваются напряжения на вторичных обмотках двух проверяемых однофазных трансформаторов напряжения. Для этого первичные обмотки их соединяются параллельно (рис. 7.5, д) и на вторичную обмотку одного из них подается номинальное (фазное) напряжение. Напряжение, измеренное на вторичной обмотке второго трансформатора, должно точно совпасть с напряжением, подаваемым на первый трансформатор, если коэффициенты испытываемых трансформаторов одинаковы. Измеряя при этой проверке ток намагничивания и сравнивая его с заводскими данными, можно судить об исправности обмоток и стали трансформатора напряжения.

При таких испытаниях следует иметь в виду, что на первичных выводах трансформаторов напряжения появляется высокое напряжение.

Определите погрешность в коэффициенте трансформации по формуле:

$$\gamma = \frac{K_{TVном} - K_{TVизм}}{K_{TVном}}$$

где $K_{TVном}$ — номинальный коэффициент трансформации (по паспортным данным);

$K_{TVизм}$ — рассчитанный коэффициент трансформации.

$$K_{TVизм} = \frac{U_1}{U_2},$$

где U_1, U_2 — измеренное в опыте соответственно напряжение первичной и вторичной обмоток трансформатора напряжения, кВ.

6. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты.

Приложение повышенного напряжения к испытываемому оборудованию позволяет выявить дефекты изоляции, которые нельзя обнаружить ни одним другим видом испытаний. Если изоляция испытываемого оборудования выдерживает повышенное напряжение, значительно превышающее номинальное, можно быть уверенным, что изоляция будет выдерживать не только номинальное напряжение, но и возможные при эксплуатации перенапряжения.

Испытание повышенным напряжением проводят в последнюю очередь - после выполнения всех остальных видов измерений и испытаний. Нельзя проводить это испытание, если имеются видимые дефекты изоляции или изоляция и состояние не соответствуют нормам.

Вначале проверяют работу схемы до подключения испытываемого оборудования, плавно поднимая напряжение несколько больше испытательного. Убеждаются в правильной сборке испытательной схемы, нормальной работе регулятора напряжения, измерительных приборов и другого оборудования.

Затем снижают напряжение до нуля, отключают испытательную установку и заземляют ее со стороны высшего напряжения, подключают к ней испытываемое оборудование, снимают заземление и, убедившись, что регулятор напряжения находится в начальном положении, при котором выходное напряжение имеет минимальное значение, включают автомат и плавно поднимают напряжение, подводимое от сети к испытательному трансформатору, а, следовательно, и к испытываемому оборудованию. При этом скорость подъема напряжения до 30-40% испытательного не нормируется, а в дальнейшем подъем напряжения должен проводиться со скоростью, не превышающей 2—3% испытательного напряжения в секунду.

Когда будет достигнуто заданное значение испытательного напряжения на испытываемом оборудовании, его поддерживают в течение времени, достаточного для осмотра всей изоляции, находящейся под действием испытательного напряжения.

Продолжительность испытания трансформаторов напряжения 1 минута.

Значения напряжений при испытании изоляции первичных обмоток приведены в табл. 7.3.

Таблица 7.3- Значения напряжений при испытании изоляции первичных обмоток

Класс напряжения, кВ	Испытательное напряжение, кВ
	Аппараты, трансформаторы тока и напряжения
	Фарфоровая изоляция
До 0,69	1
3	24
6	32
10	42
15	55
20	65
25	95

По окончании испытания в течение требуемого времени напряжение постепенно снижают до 30—40% испытательного, после чего скорость снижения напряжения не нормируют, и оно может быть снято отключением автомата.

Изоляцию признают пригодной к эксплуатации, если не произошло ее пробоя или перекрытия, не было отмечено нарушения изоляции по показаниям приборов (резкие броски тока или снижение напряжения) или по наблюдениям (выделение дыма и газа, сильные скользящие разряды по поверхности, местные нагревы после снятия с испытываемого объекта испытательного напряжения).

Испытание изоляции вторичных обмоток и доступных стяжных болтов производится совместно с присоединёнными к ним цепями напряжением 1 кВ. Продолжительность приложения испытательного напряжения 1 минута.

Изоляция вторичных обмоток измерительных трансформаторов может быть испытана мегомметром на 2500 В отдельно от цепей защиты и автоматики, которые должны испытываться напряжением 1000 В промышленной частоты. Изоляция доступных стяжных болтов испытывается только при вскрытии измерительных трансформаторов.

7. Испытание трансформаторного масла.

Предельно допустимыми показателями качества трансформаторного масла для измерительных трансформаторов контролируются:

- наименьшее пробивное напряжение;
- содержание механических примесей;
- кислотное число;

- содержание водорастворимых кислот;
- снижение температуры вспышки более 5°C;
- тангенс угла диэлектрических потерь только для трансформаторов тока, имеющих повышенное значение сопротивления изоляции.

Испытание трансформаторного масла производится у измерительных трансформаторов 35 кВ и выше. Для напряжения ниже 35 кВ производится полная смена масла при неудовлетворительных значениях испытания изоляции (см. Тема 2.3. Лабораторное занятие №1 «Испытания трансформаторного масла»).

8. Измерение сопротивления обмоток постоянному току.

(см. Тема 2.3. Лабораторное занятие № 2 «Межремонтные испытания силового трансформатора» п. 6.2);

8. Оформить протокол испытания однофазного трансформатора напряжения:

(наименование предприятия-заказчика)	(объект)
(предприятие, выполняющее испытание) Лицензия № _____	(присоединение)
от «_____» _____ » 20 г.	от «_____» _____ » 20 г.

ПРОТОКОЛ № _____
испытания однофазного трансформатора напряжения

1. Основные данные

Тип	Предприятие-изготовитель	Заводской номер			Год изготовления	Схема соединения	Номинальное напряжение, В	
		Фаза А	Фаза В	Фаза С			ВН	НН,
1								

2. Результаты испытаний

2.1. Испытание изоляции обмоток

2.1.1. Сопротивление изоляции.

Схема измерения	Сопротивление изоляции, измеренное при _____ °С	
	Фаза А	Фаза В
ВН-НН,+НН ₂ +Корпус		
НН,-ВН+НН ₂ +Корпус		
ШЬ-ВН+ННЛКорпус		

2.1.2. Изоляция вторичных обмоток трансформаторов испытана напряжением _____ кВ частоты 50 Гц в течение _____ мин.

2.2. Сопротивление обмоток постоянному току. Ток холостого хода.

Фаза	Сопротивление, измеренное при _____ °С			Сопротивление по заводским данным при _____ °С			Ток холостого хода		
	ВН	НН ₁	НН ₂	ВН	НН,	НН ₂	Напряжение подано на выводы	Напряжение, В	Ток ХХ, А
А									
В									
С									

2.3 Коэффициент трансформации трансформатора напряжения соответствует паспортным данным.

2.4 Полярность выводов обмоток соответствует заводской маркировке.

3. Дополнительные испытания и проверки

Заключение _____

№ п/п	Наименование прибора	Тип	№ прибора	Класс точности	Дата проверки	Примечания

Испытание
производили _____

(подпись)

(Фамилия)

(подпись)

(Фамилия)

(подпись)

(Фамилия)

Протокол и работу
принял _____

(подпись)

(Фамилия)

Протокол проверил _____

(подпись)

(Фамилия)

Содержание отчета

1. Краткое содержание и электрические схемы испытаний.
2. Протокол испытания трансформатора напряжения.
3. Ответы на контрольные вопросы.
4. Выводы.

Контрольные вопросы

1. Укажите назначение заземления вторичной обмотки трансформатора напряжения.
2. Объясните назначение трансформаторного масла в трансформаторе напряжения масляном.
3. Поясните смысл тангенса угла диэлектрических потерь.
4. Дайте определение однополярным выводам обмоток трансформатора напряжения.
5. Перечислите погрешность в работе трансформаторов напряжения и укажите способ проверки погрешностей

Практическое занятие № 20

Испытание измерительного трансформатора тока

Цель: получить навыки при испытании измерительных трансформаторов тока.

Оборудование и материалы: измерительный трансформатор, каски защитные, пояс предохранительный, диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, лестница, закоротки, мост Р5026М (Р595), установка испытательная ЛВИ-100 или АИИ-70 (АИД-70), мегаомметры на напряжение 1000 и 2500 В (или универсальный), ключи гаечные, плоскогубцы комбинированные, отвертки, ёмкости для отбора проб масла, растворитель органический, обтирочный материал.

Краткие теоретические сведения

Измерительные трансформаторы тока применяют в электроустановках переменного тока для питания токовых обмоток измерительных приборов и реле защиты, расширения пределов измерения приборов, изоляции их реле от высокого первичного напряжения. Применение трансформаторов тока обеспечивает безопасность персонала при работе с измерительными приборами и реле, так как цепи высшего и низшего напряжения разделены. Первичную обмотку трансформатора включают в цепь измеряемого тока /ном, по вторичной обмотке протекает номинальный вторичный ток, равный 5 А.

При межремонтных испытаниях измерительных трансформаторов проводятся:

измерения сопротивления изоляции первичных обмоток трансформаторов тока и напряжения выше 1000 В мегомметром на напряжение 2500 В;

измерения сопротивления изоляции вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения мегомметром на напряжение 1000 В;

измерения тангенса угла диэлектрических потерь ($\tan \delta$) изоляции обмоток [4]

испытания повышенным напряжением промышленной частоты изоляции первичных обмоток трансформаторов тока и напряжения до 35 кВ (с учетом данных табл. 3.1).

Таблица 3.1-Одноминутное испытательное напряжение 50 ГЦ для измерительных трансформаторов тока и напряжения

Класс напряжения, кВ	0,69	3	6	10	15	20	35
Фарфоровая изоляция	1	24	32	42	55	65	95
Другие виды изоляции	1	22	29	38	50	59	86

- испытания изоляции вторичных обмоток мегаомметром на напряжение 2500 В в течение одной минуты;
- испытания трансформаторного масла у измерительных трансформаторов 35 кВ и выше согласно Правилам [4];
- определение погрешности;
- определение полярности обмоток.
-

Порядок выполнения

1 Осмотреть трансформатор тока.

Осмотреть трансформатор, проверить целостность и чистоту изоляции, наличие и надежность заземления бака (корпуса) трансформатора и вторичных обмоток на заземляющий контур электроустановки, у масляных трансформаторов — отсутствие течи масла.

2 Измерение сопротивления изоляции первичных обмоток.

Отключить приборы, вторичную обмотку закоротить и заземлить.

Измерение сопротивления изоляции первичных обмоток проводится мегаомметром на напряжение 2500 В.

Перед испытаниями для снятия остаточных зарядов обмотка трансформатора должна быть заземлена не менее 2 минут. Провода для подключения мегаомметра должны быть гибкими и иметь повышенную изоляцию, касание ими заземлённых частей должно быть исключено.

Перед началом измерений проверить исправность мегаомметра. Чатом подключить клемму «Л» мегаомметра к одному из выводов испытуемой заземленной первичной обмотки трансформатора, клемму " 1» — к заземлённому баку (корпусу) трансформатора.

Снять заземление с испытуемой обмотки, подать напряжение на ну обмотку и отсчитать по шкале мегаомметра сопротивление изоляции. Замер

выполнить не менее трёх раз, вычислить среднее арифметическое значение. Испытанную обмотку заземлить и закоротить.

Сопротивление изоляции первичной обмотки должно быть не менее значения предыдущего или заводского испытания.

3 Измерение сопротивления изоляции вторичных обмоток.

Отсоединить заземление вторичных обмоток трансформатора тока. Аналогичным порядком, но мегаомметром на напряжение 1000 В выполнить измерение сопротивления изоляции вторичных обмоток (каждой в отдельности, включая неиспользуемые) вместе с присоединенными к ним вторичными цепями. Восстановить заземление вторичных обмоток, убедиться в наличии закороток на используемых обмотках. Сопротивление изоляции вторичных обмоток должно быть не менее 1 Мом.

4 Измерение тангенса угла диэлектрических потерь.

Среднее арифметическое значение результатов измерений tgS при температуре $+200^{\circ}\text{C}$ должно быть не более 3,5 для трансформаторов тока на напряжении 110 кВ и 2,5 — для трансформаторов на напряжение 220 кВ. *

5 Испытание повышенным напряжением промышленной частоты.

Заземлить корпус и высоковольтный вывод испытательной установки.

Проверить работу защиты испытательной установки, для чего высоковольтный вывод испытательного трансформатора заземлить, переключатель защиты установить в положение «чувствительная» и медленно поднять напряжение. При этом выключатель должен отключить установку.

Аналогично проверить защиту при положении переключателя «грубая».

Снять заземление с высоковольтного вывода испытательного трансформатора и плавно поднять напряжение до максимального значения; при этом не должно быть перекрытий внутри установки.

Снизить напряжение до нулевого значения, отключить установку от сети. На высоковольтный вывод испытательного трансформатора наложить заземляющую штангу и соединить его с выводом первичной обмотки трансформатора тока.

Снять заземляющую штангу с высоковольтного вывода испытательного трансформатора.

Подать напряжение на установку и поднять его до $1/3$ испытательного трансформатора с произвольной скоростью. Дальнейшее повышение напряжения должно быть быстрым и плавным, но позволяющим снимать показания измерительного прибора.

Испытания трансформаторов проводятся:

с фарфоровой изоляцией — в течение 1 минуты;

с изоляцией из других материалов — в течение 5 минут.

Значения испытательного напряжения принимаются согласно заводской документации, а при её отсутствии согласно табл. 3.1.

После окончания испытания напряжение плавно и быстро снизить до $1/3$ испытательного и отключить установку от сети.

Наложить заземляющую штангу на выводы испытательного трансформатора.

Установить заземление на испытанную обмотку.

Отсоединить установку от вывода первичной обмотки трансформатора.

Изоляция считается выдержавшей испытания, если в течение испытания не было перекрытий, разрядов, запаха; дыма и гари, снижения напряжения, а также местных нагревов изоляции (проверяется сразу после окончания испытания, отключения установки и наложения заземления).

Отсоединить заземление вторичных обмоток трансформатора гока. Аналогичным порядком, но напряжением 10 кВ выполнить испытание вторичных обмоток (каждой в отдельности, включая неиспользуемые) вместе с присоединенными к ним вторичными цепями.

Восстановить заземление вторичных обмоток, убедиться в наличии закороток на используемых обмотках.

6 Испытание трансформаторного масла (см. тема 2.3. Лабораторное занятие № 1 «Испытания трансформаторного масла»).

7 Определение погрешности.

Снимите характеристику намагничивания трансформатора тока (рис. 3.1).

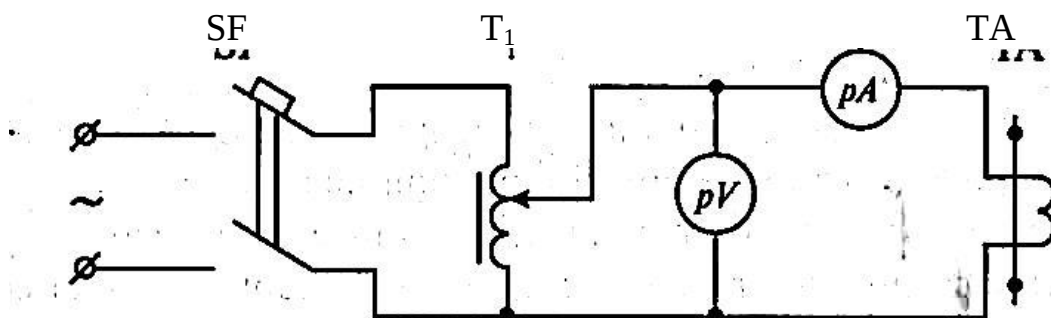


Рис. 3.1. Включение аппаратуры для снятия кривой намагничивания трансформаторов тока

Характеристика намагничивания трансформатора $U_2 = f(I_{ном})$ (рис. 3.2) представляет собой зависимость напряжения на зажимах вторичной обмотки от тока намагничивания, проходящего по ней при разомкнутой первичной обмотке.

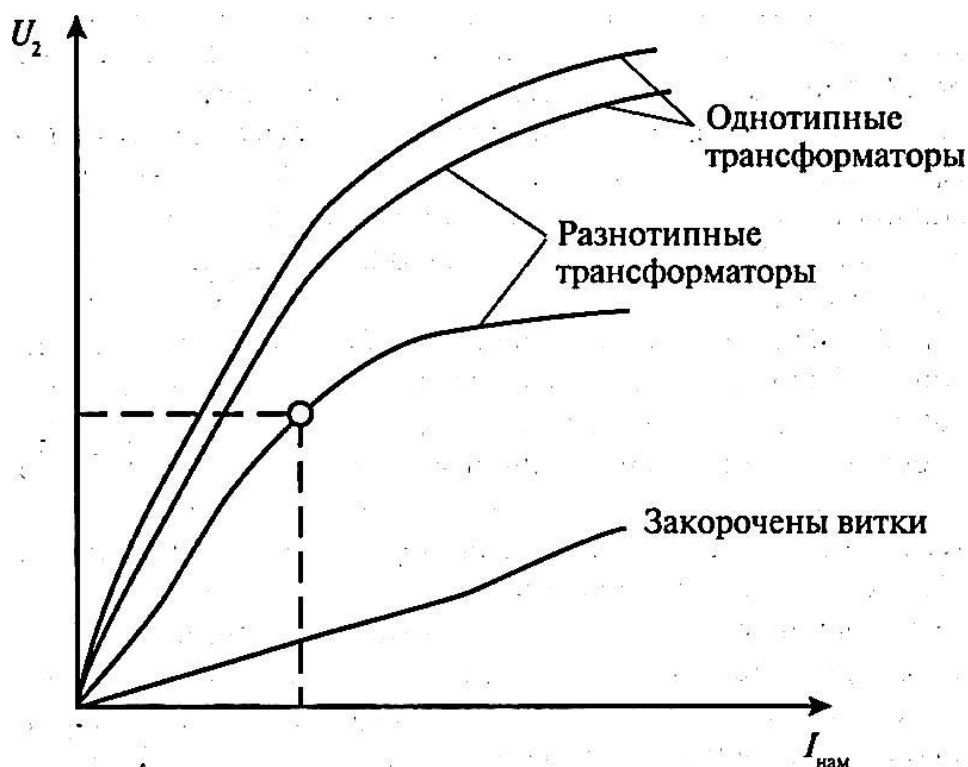


Рис. 3.2. Кривые намагничивания трансформаторов тока

Перед определением погрешности трансформаторы тока должны быть размагничены.

Характеристики намагничивания позволяют:

судить об исправности трансформаторов тока. В частности, может быть выявлено витковое замыкание, при наличии которого кривая располагается ниже типовой и имеет неправильную форму;

судить о возможности совместного использования трансформаторов тока в схемах дифференциальных защит, т. к. при почти совпадающих характеристиках тока небаланса будут малы, и наоборот;

определить с достаточной для практики точностью погрешность трансформаторов тока.

Порядок определения погрешности трансформатора тока при использовании действительных характеристик намагничивания:

а) Определите расчетное сопротивление нагрузки:

$$Z_n = R_{np} + Z_p + r_{нк}, \text{ Ом}$$

$$R_{np} = \rho L S, \text{ Ом}$$

где R_{np} — сопротивление рассматриваемого участка вторичной цепи (сопротивление проводов на панели защиты вследствие их малой длины не учитывается);

Z_p — сопротивление обмоток реле и приборов определяется по данным каталога. При известной мощности, потребляемой обмотками реле (5 бм)

$$Z_p = S_{обм} / I_{нам}^2$$

$r_{нк}$ — сопротивление каждого переходного контакта принимается равным 0,05 Ом на каждую фазу;

L — длина провода или жил кабеля, мм²/м;

ρ — удельное сопротивление, Оммм²/м.

б) Определите расчетный первичный ток:

$$I_{1расч} = KI_{1макс}$$

— для отсечки и максимальной токовой защиты с независимой выдержкой времени:

$$I_{1макс} = 1,1I_{сз}n_mk_{сх}$$

для максимальных токовых защит с зависимой характеристикой выдержки времени: $I_{1макс} = I_{1расч}$ (задается преподавателем в зависимости от типа трансформатора тока),

где $I_{сз}$ — вторичный ток срабатывания защиты;

n_m — коэффициент трансформации трансформатора тока;

$k_{сх}$ — коэффициент схемы соединения т.т.;

$I_{кз.макс}$ - максимальное значение тока к.з., проходящего через т.т.

в) Определите расчётный вторичный ток:

г) Определите ток намагничивания $I_{нам}$ нам при расчётном вторичном иже и погрешности трансформатора тока — 10%:

$$I_{нам} = 0,1I_{2расч}$$

д) Постройте характеристику намагничивания $U_2 = f(I_{нам})$ и по току $I_{нам}$ определите соответствующее ему значение напряжения U_2

е) Определите ЭДС вторичных обмоток:

$$E_2 = I_2(Z_2 + Z_H), B$$

где Z_2 — сопротивление вторичной обмотки трансформатора тока, Ом.

ж) Определите ток намагничивания по характеристике намагничивания $I_{нам.факт.}$

з) Определите погрешность трансформатора тока:

$$\gamma = \frac{I_{2расч} - I_{нам.факт.}}{I_{2расч}} \cdot 100\%$$

и) Сравните определенную погрешность с классом точности трансформатора тока.

8. Определите полярности обмоток (маркировка выводов).

Однополярными выводами обмоток считаются такие, которые при наличии потока в магнитопроводе (условно — от любого другого источника) имеют один и тот же знак ЭДС.

Однополярные выводы всех трансформаторов тока, кроме встроенных, обозначаются L_1 - I_2 и L_2 - I_2

Соберите схему (рис. 3.3).

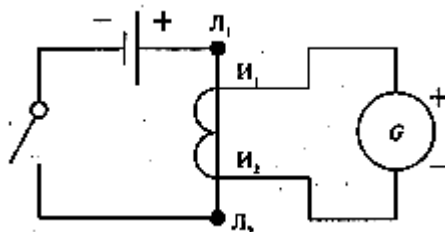


Рис. 3.3. Схема проверки однополярных зажимов первичной и вторичной обмоток трансформатора тока.

Если на одной из обмоток кратковременно подключить постоянный ток, а к другой — гальванометр, присоединив «+» батареи и гальванометра к однополярным зажимам А и а, то отклонение гальванометра будет происходить в правую сторону при замыкании цепи батареи и в левую — при размыкании ее. Это свойство обмоток позволяет просто определять однополярные зажимы: если при такой

схеме подключения батареи и гальванометра отклонение последнего при замыкании цепи батареи происходит в правую сторону, а при размыкании — в левую, то одно полярными являются выводы L_1 , I_1 и L_2 , I_2 .

Такой метод определения полярности обмоток называют методом поляромера. Он широко применяется в практике наладочных работ.

Перед проверкой полярность зажимов гальванометра должна быть проверена подачей на него кратковременно и в пределах допустимого напряжения. В противном случае могут быть сделаны неправильные выводы, последствием которых могут быть серьезные аварии силовых трансформаторов, неправильная работа релейной защиты и т. п. В качестве гальванометров используются грубые гальванометры или милливольтметры.

1. Оформите протокол испытания трансформатора тока:

Содержание отчета

1. Протокол испытания трансформатора тока.
2. Ответы на контрольные вопросы.
3. Выводы по результатам испытания.

Контрольные вопросы

1. Каково назначение измерительного трансформатора тока?
2. Какие операции выполняют при испытании измерительного трансформатора тока?
3. Какие измерительные приборы можно подключать к трансформатору тока?
4. В каком режиме работает трансформатор тока?
5. Чем обеспечивается безопасность обслуживающего персонала?

(наименование предприятия-заказчика)	(объект)
(предприятие, выполняющее испытание) Лицензия № _____	(присоединение)
от « _____ » _____ » 20 г.	от « _____ » _____ » 20 г.

ПРОТОКОЛ № _____
испытания трансформаторного тока

1. Основные данные

Тип	Предприятие изготовитель	Заводской номер			Год изготовления	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А		Номинальная вторичная нагрузка, В-А
		Фаза А	Фаза В	Фаза С			первичный	вторичный	

2 Результаты испытаний

2.1 Испытание изоляции.

2.1.1 Сопротивление изоляции, тангенс угла диэлектрических потерь и ГМ кость.

Фаза	Степень	Сопротивление изоляции, измеренное при температуре °С, МОм	Тангенс угла диэлектрических потерь, %				Емкость, пФ	
			Каждой обмотки НН по отношению к корпусу и другим, соединенным с корпусом, обмоткам	Измеренное при _____ °С	По заводским данным при _____ °С	Измеренное при _____ °С		
А	Верхняя							
	Нижняя							
В	Верхняя							
	Нижняя							
С	Верхняя							

Измерения производились по _____ схеме моста при заземленных вторичных цепях.

2.1.2. Каждая обмотка НН испытана напряжением _____ кВ частоты 50 Гц в течение _____ мин.

2.2 Коэффициент трансформации трансформатора тока соответствует паспортным данным.

2.3 Проверка контрольной точки характеристики намагничивания.

Фаза	А					В					С			
Обозначение обмотки														
Ток, мА														
Напряжение, В														

3. Дополнительные испытания и проверки

Заключение

№ п/п	Наименование прибора	Тип	№ прибора	Класс точности	Дата проверки	Примечание

Испытание

производили _____
(подпись)

(Фамилия)

(подпись)

(Фамилия)

(подпись)

(Фамилия)

Протокол и работу
принял

(подпись)

(Фамилия)

Протокол проверил

(подпись)

(Фамилия)

Практическое занятие №21

Техническое обслуживание вакуумных выключателей

Цель: научиться методике и безопасным методам обслуживания вакуумных высоковольтных выключателей; выработать умение оформлять отчетную документацию.

Оборудование и приборы: Мультимедийный проектор, электронные материалы. Мост постоянного тока, ключи гаечные, плоскогубцы комбинированные, набор отверток, смазка ЦИАТИМ, обтирочный материал, диэлектрические перчатки, каска защитная. Ячейка с вакуумным выключателем.

Краткие теоретические сведения

Персонал, обслуживающий выключатели, должен быть ознакомлен с настоящей инструкцией по эксплуатации.

При проверке работоспособности выключателя соединить цепи управления с блоком управления по схеме, приведённой в паспорте блока, и проверить работоспособность при включении и отключении путём замыкания «сухих» контактов в цепях «В» и «О».

Блокировка не должна оказывать постоянного момента внешней силы на вал выключателя. Эквивалентная масса, которая может быть нагружена на толкатель блокировки выключателя, не должна превышать 0,2 кг.

Для выключателей конструктивных исполнений с выходом вала с торцов эквивалентный момент инерции, который может быть приложен с каждой стороны вала, не должен превышать $3,5 \cdot 10^{-4} \text{ кг} \cdot \text{м}^2$.

Момент затяжки гаек крепления шин к верхнему токосъёму выключателя должен быть 30 Н*м. Выключатель включается только от штатного блока управления или от блока автономного включения.

Изгибающее усилие, создаваемое ошиновкой, не должно приводить к отклонению от естественного положения полюса выключателя более чем на 1 мм. При этом должно быть проведено измерение расстояния до произвольных баз в двух взаимно перпендикулярных направлениях.

При ошиновке выключателей использовать медные или алюминиевые шины с сечением, определённым по ПУЭ для номинального тока присоединения. Если шины не покрыты коррозионно-стойким покрытием, производить предварительную зачистку поверхностей и смазку шин.

После установки выключателя в камеру, ячейку КСО, КРУ необходимо произвести следующий объём проверок:

- протирку сухой чистой ветошью опорной изоляции;
- измерение переходного сопротивления контактов главной цепи;
- испытание изоляции одноминутным напряжением промышленной частоты;
- проверку работоспособности.

При хранении выключателя на складе более 2-х лет данную проверку необходимо проводить перед монтажом.

Измерение переходного сопротивления проводится на всех полюсах выключателя поверенным прибором, обеспечивающим погрешность не более 5% в диапазоне 1-100 мкОм и тест током не менее 10 А. Измеренные значения не должны превышать указанных в технических характеристиках РЭ. Если измеренное $R_{пер.}$ выше нормативного, необходимо выполнить контрольный замер поверенным прибором того же класса, что и на заводе-изготовителе (тест ток = 100 А, погрешность не более 1%).

Испытанию одноминутным напряжением промышленной частоты при плавном подъёме подвергается изоляция фаза-земля и изоляция между разомкнутыми контактами полюсов выключателя. Рекомендуется проводить испытания изоляции пофазно.

Испытательное напряжение изоляции фаза-земля и изоляции между разомкнутыми контактами полюсов составляет 32 кВ для сетей напряжением 6 кВ, и 42 кВ для сетей напряжением 10 кВ.

При испытании изоляции между контактами полюса выключателя допускается самоустраняющиеся пробой внутренней изоляции. При возникновении такого пробоя рекомендуется плавно снизить напряжение до уровня, на котором пробой прекращается, выдержать 10 – 15 секунд на данном уровне напряжения, а затем продолжить подъём, однако количество циклов спуск-подъём до достижения нормированных испытательных величин не должно превышать десяти.

Описанные самоустраняющиеся пробой могут генерировать в испытательной схеме высокочастотные переходные процессы, характеризующиеся высоким уровнем генерируемых перенапряжений. О возникновении перенапряжений подобного рода свидетельствуют пробой воздушного промежутка между выводами выключателя или самоустраняющиеся перекрытия опорной изоляции выключателя по воздуху. Причиной данного явления, как правило, являются резонансные процессы в соединительных кабелях между испытательной установкой и испытываемым выключателем (например, из-за собственной индуктивности слишком длинного кабеля). При возникновении данного явления необходимо произвести согласование параметров источника испытательного напряжения и объекта испытаний (выключателя) путём включения в испытательную цепь последовательного резистора сопротивлением 1-10 кОм, а если эта мера не даёт результата, то необходимо дополнительно подключить конденсатор ёмкостью 1000 пФ параллельно испытываемому выключателю.

При работе и проверке функционирования основание выключателя должно быть надёжно заземлено.

При коммутации вакуумным выключателем малых индуктивных токов (отключение ненагруженных трансформаторов, заторможенных или запускаемых двигателей, компенсационных катушек) могут возникать перенапряжения, опасные для изоляции электрооборудования, поэтому, при использовании вакуумных выключателей серии TEL потребителям необходимо руководствоваться инструкцией по применению ВВ/TEL для коммутации индуктивных нагрузок ИТЕА674152.003И1.

В процессе эксплуатации выключателей параметры, определяющие режим и условия работы, не должны превосходить допустимые значения, указанные в разделе «Технические характеристики» данного РЭ.

В процессе эксплуатации необходимо вести учет количества коммутаций выключателя.

При определении коммутационного ресурса выключателя необходимо руководствоваться графиком на рисунке № 9.

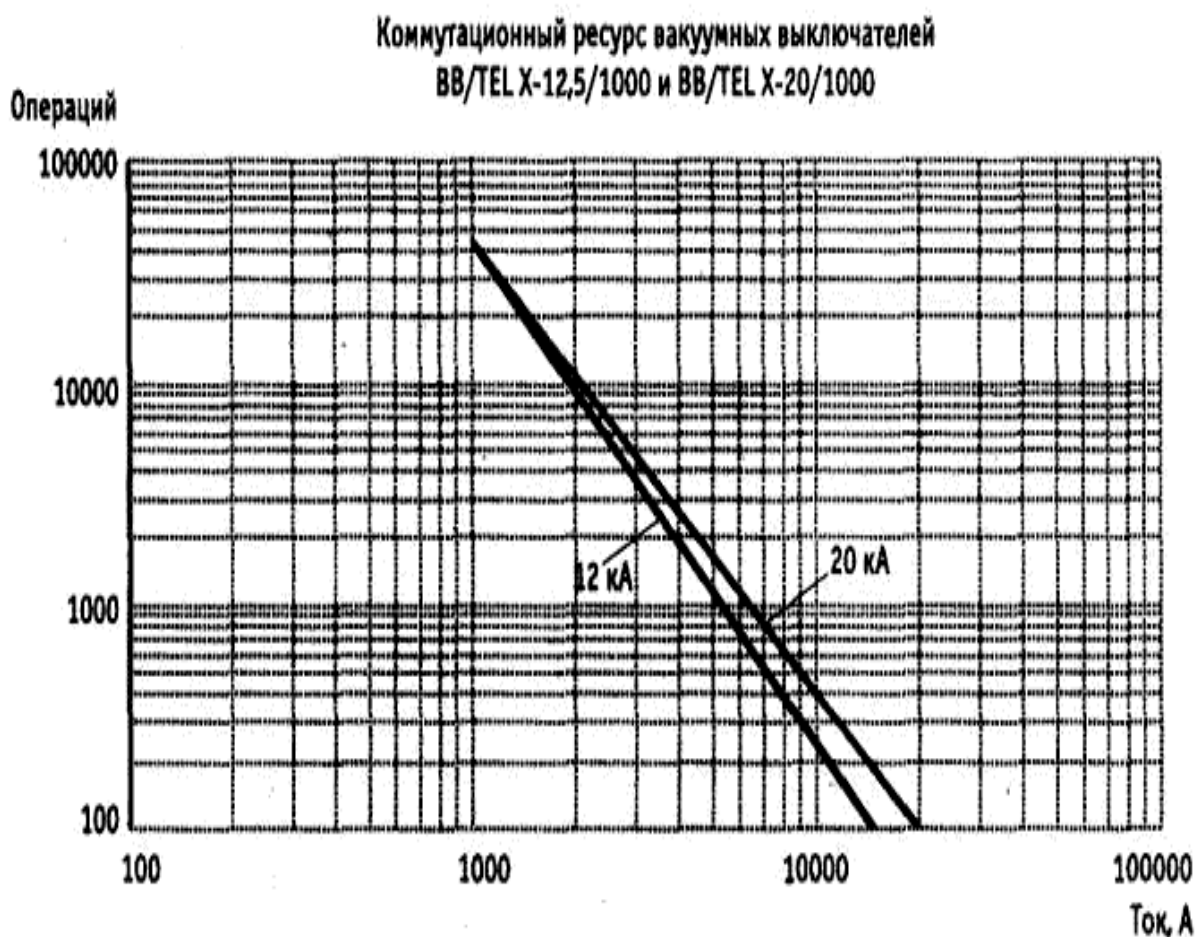


Рисунок 21.1 Ресурс вакуумных выключателей

Осмотр выключателей BB/TEL выполняется согласно карты-графика работы оперативного персонала группы ПС, но не реже одного раза в месяц. Во время осмотра выключателей BB/TEL особое внимание необходимо обращать на отсутствие повреждений изоляторов, степень их загрязнения, а также на отсутствие нагрева контактных соединений выключателей.

Все сведения о неисправностях, обнаруженных во время работы выключателя необходимо записывать в журнал дефектов и сообщать начальнику, а сведения об отключении коротких замыканий – в «Журнал автоматических отключений».

После отключения короткого замыкания выключатель должен быть осмотрен. Особое внимание обращается на отсутствие трещин и других повреждений изоляторов, надежность контактных соединений.

1.6 Ремонт вакуумных выключателей

Оперативному персоналу (инженерам смен, дежурным электрикам) необходимо во время наружного осмотра МВ (2 раза в смену):

- 1) проверить соответствие положения выключателей в натуре положению выключателей на оперативной схеме;
- 2) проверить вход высоковольтных разъемов в контакты КРУ через смотровые стекла шинного и кабельного отсеков;
- 3) проверить показание амперметра, значение тока не должно превышать номинальное.

При отключении выключателей и выкате тележки выключателей в ремонтное положение проверить:

- наличие на изоляторах сколов и трещин;
- цепи вторичной коммутации (КСА, разъёмы и т.д.).

Текущий ремонт предусматривает частичное выполнение работ, которые определены для выполнения при капитальном ремонте. Аварийный ремонт оборудования выполняется в случае возникновения аварийных ситуаций на оборудовании распределительных устройств подстанции.

Периодичность и объем измерений и испытаний вакуумных выключателей ВВ/TEL - 6 (10) должны соответствовать: при первоначальном включении и во время текущего ремонта в сроки, предусмотренные местными инструкциями.

Большинство аварийных ситуаций, в результате которых требуется выполнение ремонта оборудования, происходит по причине невыполнения капитального ремонта оборудования в том объеме, который предусмотрен действующими нормативными документами в электроустановке, в частности технологических карт, проектов производства работ, инструкций по обслуживанию и эксплуатации оборудования.

То есть можно сделать вывод, что капитальный ремонт оборудования производится для того, чтобы обеспечить надежную, правильную и безаварийную работу оборудования в процессе его эксплуатации, как при нормальных, так и при аварийных режимах работы электрических сетей. В данной статье вкратце рассмотрим, какие работы предусматривает капитальный ремонт различного оборудования распределительных устройств подстанций.

Высоковольтное оборудование – это оборудование распределительных устройств класса напряжения выше 1000 В.

Перед выполнением капитального ремонта того или иного элемента оборудования в первую очередь проводится внешний осмотр выведенного в ремонт оборудования с целью выявления возможных дефектов. Ремонтная бригада помимо осмотра оборудования уточняет у персонала, обслуживающего данную электроустановку, о возможных дефектах, нарушениях нормальной работы элемента оборудования. Дефекты и нарушения нормального режима работы оборудования фиксируются обслуживающим персоналом в журнале дефектов и неполадок оборудования.

Далее, в зависимости от наименования и типа оборудования, выполняется его ремонт. Последовательность операций по ремонту оборудования, как правило, указывается в рабочих технологических картах (РТК), проектах производства работ, инструкций по эксплуатации и обслуживанию оборудования.

Рассмотрим перечень работ, которые производятся при капитальном ремонте любого элемента высоковольтного оборудования:

- электролабораторные испытания изоляции;
- ревизия, испытание опорных, проходных изоляторов;
- обработка мест сколов, трещин фарфоровой изоляции, если их площадь и глубина выше допустимых значений по паспорту, то производится замена изоляторов;
- очистка металлоконструкций от грязи, ржавчины, их покраска;
- проверка заземляющих устройств, ревизия мест установки заземлений;
- ревизия и обработка опрессованных контактных соединений;
- ревизия болтовых контактных соединений;
- измерение переходного сопротивления контактных соединений;
- смазка подвижных элементов;
- окраска сборных шин в соответствии с цветовой маркировкой фаз;
- проверка работоспособности электромагнитной блокировки;
- проверка и ревизия блок-контактов оборудования типа КСА, аварийных КСА, КСУ;
- проверка устройств релейной защиты и автоматики, цепей вторичной коммутации.

Вкратце перечни выполняемых работ, характерны для высоковольтного оборудования.

Далее производится осмотр внутренних элементов выключателя. На основании осмотра выполняется ремонт или замена поврежденных элементов, элементов, которые выработали свой ресурс.

Независимо от типа выключателя (масляный, вакуумный, элегазовый), при капитальном ремонте осуществляется ремонт привода выключателя.

При выполнении ремонтных работ проверяется работа выключателя, соответствие характеристик его работы значениям, указанных в паспортных данных выключателя (собственное время включения и отключения, скорость движения подвижных контактов при включении и отключении, характеристики привода и др.)

Капитальный ремонт вакуумных выключателей не производится, при исчерпании своего ресурса такие выключатели подлежат замене. В процессе их эксплуатации проводятся только текущие ремонты, которые включают в себя электрические лабораторные испытания выключателя, ревизию контактных соединений, протирку изоляции, покраску металлических элементов, проверку и ревизию привода.

Капитальный ремонт оборудования комплектных распределительных устройств производится для каждого элемента оборудования индивидуально. Например, в ячейке, питающей отходящую линию, производится ремонт

выключателя, трансформаторов тока, стационарных заземляющих ножей, втычных контактов (проверяется степень их жесткости, соосность) и другого оборудования и конструктивных элементов ячеек. Каждый из элементов оборудования ячейки ремонтируется в соответствии с перечнем работ, определенных для каждого из элементов, расположенных в ячейке КРУ (КРУН, КРУЭ).

Порядок выполнения работы

1. Подготовить рабочее место:
 1. Отключить выключатель.
 2. Перевести автомат цепей управления в отключенное положение.
 3. Вывести выключатель в контрольное положение
 4. Открыть дверь ячейки
 5. Отсоединить шлейф цепей управления
 6. Выкатить тележку выключателя в ремонтное положение и убедиться в автоматическом закрытии шторок ячейки
 7. Завесить запрещающий плакат «Не включать. Работают люди» на выкаченную тележку, блок микропроцессорной защиты.
 8. Вывесить предупреждающие плакаты «Стой. Напряжение» на соседние ячейки и ячейку, находящуюся напротив
 9. вывесить предписывающий плакат «Работать здесь» на выкаченную тележку выключателя
2. Заполнить Протокол профилактического контроля вакуумного выключателя типа ВВ/TEL-10

Содержание отчета

1. Цель работы.
2. Однолинейная схема присоединения.
3. Порядок подготовки рабочего места на вакуумном выключателе.
4. Схема измерения сопротивления постоянному току контактной системы выключателя.
5. Протокол испытаний вакуумного высоковольтного испытания.
6. Вывод по результатам проведенных испытаний.

Контрольные вопросы

1. Назначение, конструкция вакуумных высоковольтных выключателей переменного тока.
2. Состав работ при техническом обслуживании вакуумных высоковольтных выключателей.
3. Требования ОТ и ПБ при производстве обходов и осмотров

4. Требования ОТ и ПБ при производстве оперативных переключений

Практическое занятие № 22

Осмотр и текущий ремонт высоковольтных выключателей переменного тока типа ВМП – 10

Цель: изучить технологию проведения текущего ремонта и осмотра высоковольтного выключателя переменного тока.

Оборудование:

1. Высоковольтный выключатель типа ВМП-10.
2. Ветошь.
3. Щуп, напильник, мелкая наждачная шкурка, инструменты.

Краткие теоретические сведения

Текущий ремонт (ТР) масляных выключателей производится со снятием напряжения, бригадой в составе трех человек (на масляных выключателях напряжением 110 и 220кВ) и двух человек – на остальных выключателях.

При текущем ремонте малообъемных масляных выключателей сначала выполняют осмотр выключателя и привода.

При осмотрах проверяют загрязнение наружных частей выключателя, т.е. изоляционных деталей, отсутствие на них трещин, выброс масла и следы его подтекания через уплотнения полюсов, уровень масла в полюсах, отсутствие признаков чрезмерного перегрева.

Протирают изоляторы и наружные части ветошью, смоченной в керосине, смазывают трущиеся части, проверяют работу маслоуказательных устройств; проверяют надежность крепления выключателя и привода, исправность крепежных деталей и правильность сочленения привода и выключателя.

Затем выполняют пробное включение и отключение выключателя.

Текущий ремонт выключателя ВМП-10, с частичной разборкой проводится в следующем технологическом порядке:

1. снимают междуполюсные перегородки, сливают масло из полюсов, снимают нижние крышки с розеточными контактами, выжимают дугогасительные камеры и распорные цилиндры. Вынутые из полюсов детали тщательно промывают сухим маслом, протирают и осматривают;
2. переводят выключатель вручную в положение, «ВКЛ» и осматривают концы подвижных стержней;

3. зачищают (по необходимости) поверхности контактов напильником или мелкая наждачная шкурка, затем промывается маслом.
4. при ремонте розеточного контакта, следят за тем, чтобы в собранном контакте ламели были установлены без перекосов.

Собирают детали полюсов в обратной последовательности. Токоведущие части промывают и протирают. Тщательно очищают все изоляционные части, фарфоровые изоляторы и маслоуказатели. Проверяют исправность масляного буфера, в случае необходимости его разбирают, промывают и заполняют индустриальным маслом, буферную пружину очищают и смазывают. После ТР проводят испытания по ограниченной программе.

Порядок выполнения работы

1. Разбиться по бригадам в составе 2-х человек.
2. Осмотреть масляный выключатель.
3. Изучить технологическую карту.
4. Сделать вывод о состоянии выключателя, в выводе указать свои замечания по состоянию выключателя, объяснить недостатки.
5. Оформить отчет о проделанной работе.

Контрольные вопросы

1. Как расшифровать ВМП – 10, МКП – 110, С - 35?
2. Расскажите по плакату устройство полюса выключателя типа ВМП-10?
3. Что представляет собой электрическая дуга?
4. Назовите основные повреждения выключателя?

Лабораторное занятие № 1

Проверка состояния токоведущих частей и изоляторов и оформление отчетной документации

Цель работы: научиться технологии проверки токоведущих частей и изоляторов.

Оборудование и материалы: каски защитные, перчатки диэлектрические, боты диэлектрические, коврик диэлектрический, мегаомметр на напряжение 2500В, ЛАТР, штанга измерительная ШИ-35/110 У1, электромагнитные милливольтметр 0—50 В или 0—150 мВ, амперметр, микрометр типа М-246, трансформатор нагрузочный, разделительный 220/12 В, ключи гаечные, наждачная бумага, плоскогубцы комбинированные, уайт-спирит, смазка ЦИАТИМ, обтирочный материал.

Краткие теоретические сведения

В распределительных устройствах применяют в основном алюминиевые шины. Медные шины по сравнению с алюминиевыми обладают меньшим удельным сопротивлением и имеют достаточную механическую прочность, но, вследствие их высокой стоимости, используются лишь в тех случаях, когда алюминиевые шины не могут быть применены по условиям электродинамической и термической устойчивости.

В закрытых распределительных устройствах широкое применение получили прямоугольные шины с соотношением сторон 1:10—1:12 и сечением 1000—1200 мм². Они обладают рядом преимуществ. Условия охлаждения прямоугольных шин более благоприятные, вследствие того, что отношение поверхности охлаждения к площади поперечного сечения больше, чем в шине любого другого профиля. Влияние поверхностного эффекта — явления, связанного с неравномерным распределением переменного тока по сечению проводника, которое приводит к увеличению потерь мощности, сравнительно невысоко.

Соединение прямоугольных шин между собой и присоединение их аппаратам просты. Механическая прочность шин достаточно высокая. Шины к опорным изоляторам крепят при помощи шинодержателей. Однополосные прямоугольные шины могут крепиться болтами непосредственно к головке изолятора.

Шинодержатели при токе более 600 А не должны создавать замкнутого контура вокруг шин, так как это приводит к нагреву шинодержателей вихревыми токами. Во избежание этого одну из накладок шинодержателя выполняют из немагнитного материала или применяют конструкцию шинодержателей, не образующих замкнутого контура. Проходные изоляторы укрепляют на рамах из угловой стали или железобетонных плитах. В плитах и рамах не должны образовываться замкнутые металлические контуры вокруг отдельных фаз.

Крепление шин в шинодержателе должно учитывать необходимость в свободном продольном перемещении шин для компенсации удлинения при нагревании шин током. Только в средней части шину крепят жестко.

На длинных шинах протяженностью более 20-30 м устанавливают компенсаторы. Компенсаторы представляют собой короткие вставки, изготовленные из тонких полос фольги того же материала, что и шина, с общим сечением, равным сечению шины.

Компенсаторы принимают на себя усилия, возникающие в шинах при изменении температурного режима. При установке компенсаторов шины крепят жестко только на одном опорном изоляторе в середине пролета между компенсаторами. Компенсаторы применяют также в местах присоединения жестких шин к выводам аппаратов. В ряде случаев компенсация удлинения шин может быть достигнута более простыми средствами — при помощи овальных отверстий в однополосных шинах или путем использования компенсирующего влияния углов.

Абсолютно надежными в эксплуатации являются цельнометаллические соединения шин, выполненные сваркой (реже пайкой). Их сопротивление не выше сопротивления целой шины, оно почти не изменяется под действием внешней среды и времени. Поэтому в настоящее время для соединения шин и присоединения алюминиевых шин к выводам некоторых аппаратов используют сварку, которая постепенно вытесняет менее надежные сжимные соединения. Однако болтовые соединения, а также соединения, выполняемые при помощи сжимных накладок или плит, все еще имеют широкое применение в практике монтажа шин распределительных устройств и подстанций.

Надежность в работе болтовых сжимных соединений шин обеспечивается при условии: сохранения постоянства контактного давления; устойчивости шин к динамическим и термическим воздействиям при прохождении по контактному соединению токов короткого замыкания; достаточной коррозионной стойкости шин (особенно при повышенной влажности и в агрессивной химической среде).

В период эксплуатации электроустановки температура шин изменяется в широких пределах. При отсутствии нагрузки она может достигать минус 60°C (в районах с холодным климатом) или при нормальной нагрузке составлять плюс 80°C . При протекании токов короткого замыкания температура алюминиевых шин повышается до 200°C .

В контактном соединении участвуют материалы с различными коэффициентами линейного расширения — медь, алюминий, алюминиевые сплавы и сталь (в стягивающих болтах), у которых коэффициент линейного расширения составляет соответственно 16,5-10 $\cdot 10^{-6}$; 23,8-10 $\cdot 10^{-6}$; 24,3-10 $\cdot 10^{-6}$; 11,8-10 $\cdot 10^{-6}$ (при повышении температуры на 1°C). Нагрев шин при коротком замыкании сопровождается значительным повышением контактного давления вследствие меньшего расширения стальных стягивающих болтов. В результате возникает явление «текучести» — вытеснение части материала из зон, находящихся под чрезмерным давлением, в соседние зоны. Это явление свойственно прежде всего алюминию. После охлаждения контактного соединения контактное давление, имевшее место до нагрева, уже не восстанавливается, так как вследствие явления текучести в контактном соединении образовалась «щель». При многократных циклически повторяющихся процессах нагрева и охлаждения контактное соединение ослабляется. Его переходное сопротивление резко возрастает, происходит местный перегрев током, что еще более ослабляет контакт. Эффект текучести может быть значительно ослаблен, если стальные стягивающие болты заменить болтами из алюминиевых сплавов. Но так как эти болты обладают недостаточной механической прочностью, на практике чаще всего применяют стальные болты и принимают меры к ослаблению эффекта текучести.

Для уменьшения давления на единицу площади алюминиевых шин используют пружинящие устройства или утолщенные шайбы с увеличенной поверхностью. Обычные пружинные шайбы в качестве элемента,

компенсирующего давление, не пригодны, так как сила сжатия пружинных шайб составляет 50 кгс, а в шинных соединениях при затягивании болтов и нагреве возникают усилия, достигающие 300—2000 кгс.

При монтаже болтовых контактных соединений важно выполнить правильное затягивание болтов. Недостаточное затягивание создаст малое контактное давление и большое переходное сопротивление, что приведет к чрезмерному нагреву током и в конечном итоге выведет контактное соединение из строя. При чрезмерном затягивании болтов сила сжатия может превышать предел для пружинящего устройства, вследствие чего из-за «ползучести» будет происходить постепенное расшатывание контактного соединения.

Контактные соединения шин защищают от коррозионного воздействия среды металлопокрытиями (кадмирование, лужение), а также смазывают соединения техническим вазелином или иными рекомендуемыми для этой цели составами.

Порядок выполнения

1. Провести осмотр шин перед испытанием.

При осмотре сборных и соединительных тин и токопроводов обратить внимание на надежность заземления нижних фланцев опорных изоляторов и крепления их на конструкции, крепления тин на изоляторах. Фарфоровые поверхности изоляторов не должны иметь сколов общей площадью более 3 см². При осмотре поддерживающих изоляторов и натяжных гирлянд обратить внимание на исправность элементов соединений изоляторов и надежность крепления на них гибких шин.

Шины не должны иметь провисаний, создающих возможность перекрытия на заземленные конструкции или между фазами. Наличие на тинах в местах сварных швов и на участка*, прилегающих к болтовым контактным соединениям, потемнения или отставания окраски, цветов побежалости, мелких застывших шариков расплавленного металла (вокруг шайб) свидетельствует о том, что контактное соединение некачественное и его необходимо отремонтировать.

В сварных соединениях шин не должно быть трещин, прожогов, кратеров, непроваров сварного шва более 10% его длины при глубине более 15% толщины свариваемого металла. Суммарное значение непроваров, подрезов, газовых включений должно быть не более 15% толщины свариваемого металла. Обратить внимание на показания датчиков тепловизионного контроля (при наличии). Места, где их показания отрицательны, должны быть тщательно проверены в ходе испытаний.

2. Провести измерения переходных сопротивлений контактных соединений.

При хорошо выполненных контактных соединениях участок цепи, содержащий контакт, должен иметь сопротивление, превышающее сопротивление участка цепи такой же длины и не содержащего контактного

соединения не более чем на 20%. Повышение сопротивления контактного соединения говорит об ухудшении качества контакта. Поэтому отношение сопротивления участка, включающего контакт, к сопротивлению такого же целого участка является одним из основных показателей, получивших название коэффициента дефектности контакта по сопротивлению (K_z)

$$K_z = r_k / r.$$

Учитывая, что повышение сопротивления вызывает увеличение падения напряжения на данном участке, о качестве контактного соединения можно судить также по величине падения напряжения при определенной силе тока или сравнивая падение напряжения на участке с контролируемым контактным соединением на таком же целом участке. Поэтому отношение падения напряжения на первом участке к падению напряжения на втором может служить вторым показателем качества контакта, который называют коэффициентом дефектности контакта по падению напряжения (K_u):

$$K_u = U_k / U$$

Известно, что при плохом контакте, когда через него проходит электрический ток, выделяется значительное количество тепла и контакт сильно нагревается. Следовательно, отношение температуры контакта к температуре целого проводника является третьим показателем качества контакта, называемым коэффициентом дефектности по температуре:

$$K_t^0 = t_k^0 / t^0$$

Многочисленные исследования показали, что для одного и того же контактного соединения $K_z > K_u > K_t^0$ и, следовательно, сопротивление контакта постоянному току является лучшим показателем качества контактного соединения. Однако это не исключает использование и других рассмотренных ранее критериев в качестве

дополнительных и даже основных, если по каким-либо причинам затруднительно воспользоваться первым критерием. О качестве контактных соединений ошиновки открытых распределительных устройств ОРУ можно судить, сравнивая их сопротивления с предельно допустимыми значениями на участке 35 см, приведенными в табл. 1.1.

Таблица 1.1-Предельно допустимые сопротивления контактов шин ОРУ

Марки провода	Сопротивление контакта, мкОм	Марка провода	Сопротивление контакта, мкОм	Марка провода	Сопротивление контакта, мкОм
М-70	115	М-240	32	А и АС-185	70
М-95	90	МП-240	35	А и АС-240	55
М-120	70	А и АС-95	135	АСУ-300	45
М-150	50	А и АС-120	110	АСУ-400	30
М-185	40	А и АС-150	90		

Предельно допустимые температуры различных контактов приведены в табл. 1.2.

Таблица 1.2-Предельно допустимые температуры нагрева и перегрева (выше 35 °С) контактов

Название контакта	Предельная температура нагрева, °С
Контактные соединения из меди, алюминия и их сплавов с нажатием, осуществляемым болтами, заклепками	80
Контактные соединения из меди, алюминия и их сплавов с нажатием, осуществляемым пружинами	75
Щеточные, клиновые и втычные контакты	70
Посеребрённые контакты	85
Серебряные контакты	100
Контакты, выполненные сваркой	120
Контакты из металлокерамики, приваренной или припаянной серебряным припоем	120
Контакты предохранителей	120
Скользящие и стыковые контакты	100

Измерения переходных сопротивлений производятся мостами, контактомерами, микроомметрами или методом вольтметра и амперметра. Однако в практике наладочных работ в основном используются мосты. Они более портативны и транспортабельны.

Оценка состояния контактных соединений шин производится методом сравнения падения напряжения от переменного тока на участке с контактным соединением с падением напряжения от тока того же значения на целом участке шин такой же длины, не имеющей контактного соединения (рис. 1.1).

В качестве источника тока используется нагрузочный трансформатор, например, трансформатор безопасности напряжением 220/12 В. В качестве милливольтметра используется электромагнитный милливольтметр с пределами измерений 0—50 или 0—125 мВ. Контактное соединение считается удовлетворительным, если падение напряжения на участке с соединением (или ответвлением) отличается от падения напряжения на целом участке шины (или провода) не более чем на 20%. В противном случае соединение (или ответвление) бракуется и требует переделки.

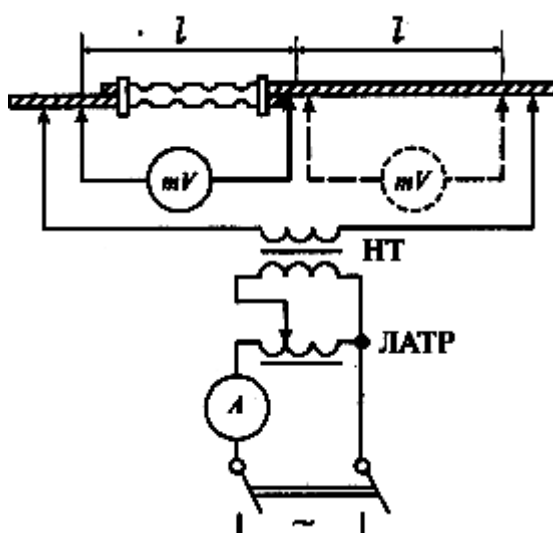


Рис. 1.1. Схема проверки контактных соединений ошиновки: НТ—нагрузочный трансформатор; ЛАТР— лабораторный автотрансформатор

Измерение переходного сопротивления болтовых контактных соединений у сборных и соединительных шин на ток 1000 А и более производится выборочно (2—3%). У сварных контактных соединений переходные сопротивления не измеряются, соединения бракуются только при наличии пережогов или усадочных раковин на глубину более 1/3 диаметра провода. Спрессованные контактные соединения бракуются только при несоответствии геометрических размеров требованиям инструкций по монтажу, при наличии трещин, признаков коррозии и механических повреждений, а также кривизны, превышающей 3% длины, несимметричной расположению стального сердечника.

3 Провести измерения сопротивления изоляции R_{60} КРУН.

Мегаомметром на напряжение 2500 В измерить сопротивление изоляции R_{60} полностью собранных силовых цепей КРУН без отходящих линий (при отключённых линейных разъединителях). Оно должно быть не менее 300 Мом.

4 Измерить распределение напряжения по изоляторам.

Измерение производится в поддерживающих и натяжных гирляндах изоляторов в электроустановках напряжением 35 кВ и выше под напряжением с помощью измерительной штанги ШИ-35/110У1 при положительной температуре окружающей среды.

Для замера напряжения на отдельном изоляторе щупами измерительной части штанги с двух сторон прикоснуться к проверяемому изолятору и зафиксировать показания стрелки указателя. Изолятор бракуется, если значение измеренного на нём напряжения менее 50% значений напряжений, приведенных в таблице 1.3.

Таблица 1.3-Усреднённые распределения напряжений по подвесным фарфоровым изоляторам гирлянд ВЛ от 35 до 220 кВ

Напряжение ВЛ, кВ	Число изоляторов в гирлянде	Напряжение на изоляторе номер (считая от конструкции или траверсы), кВ												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
220	14	9	8	7	7	7	6	7	7	8	9	10	11	13
	13	10	8	8	8	7	7	7	8	8	10	12	14	20
110	8	8	6	5	4,5	6,5	8	10	17					
	7	9	6	5	7	8,5	10	18,5						
35	6	10	8	7	9	11	19							
	4	4	3	5	8									
	3	6	5	9										
	2	10	10											

При отсутствии трансформатора, обеспечивающего получение необходимого испытательного напряжения, изоляторы можно испытывать по частям. В качестве электродов, к которым подводится напряжение при испытании изоляторов по частям, необходимо использовать металлические элементы составного изолятора (фланцы отдельных элементов каскадных трансформаторов напряжения, арматуру колонок изоляторов, армировку подвесных изоляторов и т. д.). Сплошные изоляторы испытывают по частям при помощи накладных электродов. При массовых испытаниях изоляции по частям полезно пользоваться специальными легко устанавливаемыми (вручную или изолирующими штангами) и снимаемыми приспособлениями, позволяющими быстро готовить изолятор к испытанию. При испытании изолятора по частям испытательное напряжение следует увеличить на 10—20%. Прикладываемое к каждой части испытательное напряжение при этом будет равно $(1,1+1,2)U_{исп} < /n$,

где $U_{исп}$ — испытательное напряжение для всего изолятора, а n — количество частей, на которое был разделен изолятор при испытании.

Одновременно испытывают все части изолятора. Возможно и последовательное испытание отдельных частей изолятора, например, сначала нижней части, затем находящейся выше и т. д.

5. Оформите протокол испытаний сборных и соединительных шин.

(наименование предприятия-заказчика)	(объект)
(предприятие, выполняющее испытание) Лицензия № _____	(присоединение)
от « _____ » _____ » 20 г.	от « _____ » _____ » 20 г.

Протокол № _____
испытания сборных и соединительных шин
1. Характеристика элементов ошиновки

Шина (провод)			Изоляторы
Материал шины (марка провода)	Сечение, мм ²	Вид контактного соединения	Тип

2. Результаты испытаний

2.1. Измерение сопротивления изоляции.

Сопротивление изоляции ошиновки составляет не менее _____ МОм.

2.2 Изоляция ошиновки испытана повышенным напряжением частоты 50 Гц _____ кВ в течение _____ мин

Качество выполнения болтовых соединений токоведущего контура проверено.

3 Дополнительные испытания и проверки

Заключение: _____

Приборы	№ п/п	Наименование прибора	Тип	№ прибора	Класс точности	Дата проверки	Примечание

Испытание

производили _____
(подпись) (Фамилия)

(подпись) (Фамилия)

(подпись) (Фамилия)

Протокол и работу
принял

(подпись) (Фамилия)

Протокол проверил _____
(подпись) (Фамилия)

Содержание отчета

1. Протокол испытания сборных и соединительных шин.
2. Ответы на контрольные вопросы.
3. Выводы по результатам испытания.

Контрольные вопросы

1. Перечислите виды контактов, применяемых в электроустановках.
2. Объясните, что является основным показателем качества контакта.
3. Перечислите требования к качеству контактных соединений.
4. Укажите, на что следует обращать внимание при внешнем осмотре контактов.
5. Поясните устройство прибора, определяющего качество контактов по падению напряжения.

Лабораторное занятие № 2

Проверка состояния разрядников и ограничителей перенапряжений

Цель работы: научиться проверять состояние и испытывать разрядники и ОПН.

Оборудование и материалы: Каски защитные, мегаомметр универсальный, ЛАТР, испытательная установка АИД-70 (или АИИ-70),

электростатический киловольтметр С-96, магнитоэлектрический микроамперметр от 0 до 1,5 мкА, вольтметр Э545, резистор $R = 300$ Ом мощностью 150 Вт, набор конденсаторов 0,1—0,4 мкФ, набор инструмента электромонтажника, смазка ЦИАТИМ, эмаль ХВ-125 (по необходимости), обтирочный материал.

Краткие теоретические сведения

Разрядники и ограничители перенапряжений

Электрическое оборудование может оказаться под повышенным (по сравнению с номинальным) напряжением при грозе и коммутации электрических цепей. Для ограничения перенапряжений, воздействующих на изоляцию подстанций, применяются *вентильные разрядники*. В эксплуатации находятся различные типы разрядников (РВП, РВС, РВМ, РВМГ, РВМК). Обязательными элементами вентильного разрядника являются искровой промежуток и последовательно включенный с ним нелинейный резистор. В нормальных условиях работы электроустановки искровой промежуток отделяет токоведущие части от заземления, и он же при появлении импульса перенапряжений срезает волну опасного перенапряжения, обеспечивая при этом надежное гашение дуги сопровождающего тока (тока промышленной частоты, проходящего вслед за импульсным током) при первом прохождении его через нулевое значение.

Искровой промежуток разрядника на соответствующий класс напряжения набирается из блоков искровых промежутков.

У разрядников серии РВС каждый единичный искровой промежуток создается двумя штампованными латунными шайбами, разделенными тонкой миканитовой или электрокартонной прокладкой. Дробление горячей дуги на короткие дуги в единичных искровых промежутках повышает дугогасящие свойства разрядника. Для равномерного распределения напряжения промышленной частоты по единичным искровым промежуткам блок шунтирован подковообразным тиритовым резистором (Тирит, вилит и тервит — материалы, изготавливаемые на основе карбида кремния. Их массы содержат в разных пропорциях карбид кремния и различные по составу связующие вещества). Разрядники серий РВМ, РВМГ и РВМК имеют искровые промежутки с магнитным гашением дуги.

В вентильных разрядниках типа РВС-15 последовательно с блоками искровых промежутков включают нелинейные резисторы. Они состоят из вилитовых, а у разрядников высших классов напряжения — тервитовых дисков, собранных в блоки. Диски обладают свойством изменять сопротивление в зависимости от значения приложенного к ним напряжения. С увеличением напряжения сопротивление их уменьшается, что способствует прохождению больших импульсных токов молнии при небольшом падении напряжения на разряднике.

Сопротивление резисторов подбирают таким образом, чтобы они ограничивали сопровождающий ток промышленной частоты 80—100 А.

Наблюдение за работой вентильных разрядников ведется по показаниям регистраторов срабатывания. Они включаются последовательно в цепь разрядник — земля, и через них проходит импульсный ток. Регистраторы типа РВР рассчитаны на 10 срабатываний. При появлении в смотровом окне красной риски регистратор перезаряжают (устанавливают новые плавкие вставки). Регистраторы типа РР, отличающиеся по устройствам от регистраторов типа РВР, допускают до 1000 срабатываний.

При осмотрах вентильных разрядников обращают внимание на целостность фарфоровых покрышек, армировочных швов и резиновых уплотнений.

Все виды работ на разрядниках должны производиться с лестниц-стремянкок. Использование приставных лестниц приводит к поломке фарфоровых покрышек особенно у разрядников типа РВР. Заземлять присоединение разрядника следует стационарными заземлителями, а при их отсутствии — переносными заземлениями, устанавливаемыми вблизи разъединителей.

Варисторные ограничители напряжения

Анализ характеристик разрядников показывает, что они полностью не удовлетворяют условиям защиты электрической изоляции. Применяемые в настоящее время вентильные разрядники с нелинейными сопротивлениями на основе карбида кремния вследствие недостаточной нелинейности материала не позволяют обеспечить достаточное ограничение перенапряжений. Более глубокое их снижение требует уменьшения нелинейного сопротивления, что приводит к существенному увеличению сопровождающих токов. Искровые промежутки не в состоянии погасить большие токи. Включение нелинейных резисторов под рабочее напряжение без искровых промежутков оказывается невозможным вследствие протекания больших токов через нелинейное сопротивление при рабочем напряжении. Применение искровых промежутков вызывает дополнительные трудности, связанные с необходимостью уменьшения сопровождающего тока до величины, надежно отключаемой искровыми промежутками, а также получения пологой вольтсекундной характеристики разрядника.

Для улучшения защитных характеристик разрядников и возможности использования их в электрических цепях с любым родом и величиной напряжения, необходимы резисторы из материала с резко нелинейной вольтамперной характеристикой и достаточной пропускной способностью. Только такие материалы позволят отказаться от искровых промежутков и дадут возможность реализации глубокого ограничения перенапряжений. На основе этих материалов отечественной промышленностью освоен выпуск оксидно-цинковых варисторов.

Полупроводниковые высокоточные оксидно-цинковые варисторы выпускаются на номинальные напряжения от единиц вольт до 1,5 кВ; они имеют малые размеры (диаметр шайб варисторов составляет от 28 до 85 мм, толщина — до 15 мм) и резко нелинейную, симметричную вольтамперную характеристику.

Изменение электропроводности варистора с увеличением приложенного к нему напряжения связано с физическими явлениями в материале кристаллов: в сильных электрических полях происходит увеличение проводимости поверхностных оксидных пленок, их проной, замыкание контактных зазоров между зернами полупроводника и возрастание тока через электронно-дырочные переходы, образующиеся между зернами. В результате этих физических явлений при постижении критической величины напряжения (напряжение лавинообразования) для варистора определенного класса, его электрическое сопротивление резко уменьшается.

Понижение напряжения приводит к резкому возрастанию сопротивления варистора, что ведет к ограничению, практически до нулевого значения, протекающего через него тока. Высоконелинейные оксидно-цинковые варисторы являются элементами, из которых путем параллельного и последовательного соединений комплектуют нелинейные полупроводниковые ограничители напряжения. Число последовательно соединенных в колонку варисторов и число параллельных колонок в ограничителе определяются, соответственно, максимальным рабочим напряжением и пропускной способностью применяемых варисторов. При всех достоинствах варисторных ограничителей напряжения имеются и недостатки, связанные с длительной их эксплуатацией. С течением времени происходит дрейф электрических характеристик.

Порядок выполнения

1. Измерение сопротивления R_{60} вентильного разрядника и ОПН.

Измерение сопротивления вентильных разрядников и ограничителей перенапряжений позволяет выявить увлажнение внутренних деталей, обрывы цепи шунтирующих резисторов у разрядников и другие грубые дефекты.

Сопротивление у аппаратов на напряжение 3 кВ и выше измеряется мегомметром на напряжение 2500 В, а у аппаратов на напряжение до 3 кВ — мегомметром на напряжение 1000 В. Измерение следует производить в сухую погоду при температуре выше +5 °С. В этих условиях лучше выявляются дефекты, связанные с увлажнением внутренних деталей из-за разгерметизации. Для исключения погрешности измерений из-за влияния возможных утечек наружная поверхность фарфоровых покрышек должна быть чистой и сухой; при повышенной влажности окружающего воздуха измерение должно производиться с применением экрана.

Соберите схему (рис. 2.1).

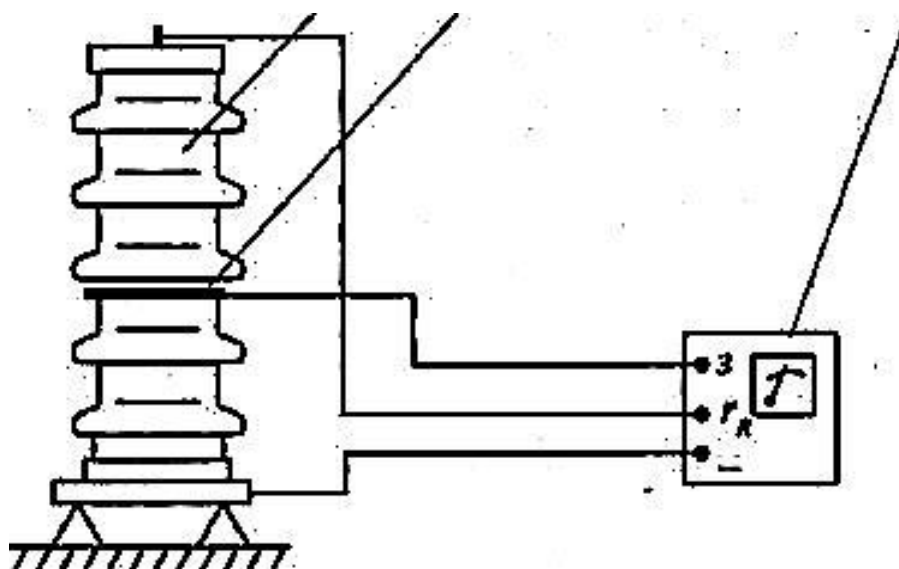


Рис. 2.1 Измерение сопротивления вентильного разрядника и ОПН с помощью мегаомметра: 1- объект испытаний; 2— экранирующее кольцо; 3- мегаомметр

Вращая ручку мегаомметра с частотой вращения 120 об/мин, измерьте сопротивление вентильного разрядника или ОПН через 60 с.

Сопротивление изоляции Правилами [4] не нормируется. Полученные результаты не должны отличаться более чем на 30% от результатов измерения на заводе-изготовителе или предыдущих измерений.

Мегомметром на напряжение 1000—2500 В измеряют сопротивление изоляции изолирующих оснований разрядников с регистраторами срабатывания. Оно должно быть не менее 1 МОм.

2. Измерение тока проводимости (тока утечки) вентильных разрядников.

Измерение тока проводимости позволяет выявить увлажнение внутренних деталей разрядников и ограничителей перенапряжений при нарушении их герметичности на ранних стадиях развития дефекта.

Соберите схему измерений (рис. 2.2).

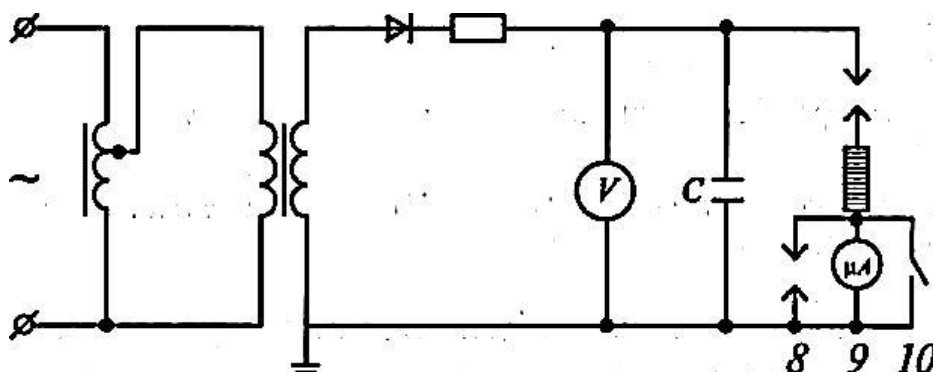


Рис. 2.2. Схема измерения тока проводимости вентильного разрядника: 1- регулятор напряжения типа ЛАТР; 2 — испытательный трансформатор: $U_n = 15—50$ кВ; 3 — выпрямитель: $I_{np} = 50$ мА, $U_{обр} = 30$ кВ; 4 — резистор: $R = 300$ кОм, $P_n = 150$ Вт; 5- электростатический киловольтметр; 6- конденсатор: $C_n = 0,1-0,4$ мкФ; 7- испытуемый разрядник; 8— защитный промежуток; 9— микроамперметр; 10— выключатель

Микроамперметр должен включаться в цепь заземления разрядника. Для измерения выпрямленного напряжения применяют киловольтметры типов С-96 (С-100).

Сопротивление токоограничивающего резистора R_2 (кОм) выбирают из отношения:

$$R_2 > U_{исп} / 0,1,$$

$U_{исп}$ — значение испытательного напряжения, кВ.

Результат измерения токов проводимости вентильных разрядников с шунтирующими резисторами в значительной степени зависит от глубины пульсации выпрямленного напряжения.

Для уменьшения пульсации выпрямленного напряжения применяют сглаживающие конденсаторы, значения емкостей которых выбирают в соответствии с табл. 2.1.

Таблица 2.1-Значение емкостей конденсаторов для сглаживания выпрямленного напряжения в схемах однополупериодного выпрямления при измерении токов проводимости

Тип разрядника или элемента	Номинальное напряжение, кВ	Наименьшее значение емкости при измерении напряжения по киловольтметру, мкФ
РВС	15-220	0,1
РВМ	3-35	0,2
РВРД	3-10	0,2
Элементы разрядников РВМ Г, элементы разрядника РВМ К	-	0,2

Примечания:

При двухполупериодном выпрямлении значение рекомендуемых ёмкостей в 2 раза меньше.

При испытании разрядника РВМ-3и Р МБ В сглаживающая ёмкость должна быть не менее 0,6мкФ.

В качестве сглаживающих конденсаторов могут быть использованы любые конденсаторы, в частности, косинусные на номинальное напряжение 10,5 кВ. При испытаниях разрядников 15 кВ и выше необходимо включать два конденсатора последовательно.

Если измерение производится при температуре значительно отличающейся от 20 °С, то в результат следует вносить поправку:

уменьшить измеренные значения токов проводимости на 0,3% на каждый градус повышения температуры свыше 20 °С;

увеличить измеренные значения токов проводимости на 0,3% на каждый градус понижения температуры ниже 20 °С.

Значения испытательных напряжений выпрямленного тока, допустимые токи проводимости и действующие значения пробивных напряжений вентильных разрядников приведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2-Испытательные выпрямленные напряжения, допустимые токи проводимости и пробивное напряжение вентильных разрядников

Тип разрядника или элемента	Испытательное выпрямленное напряжение, кВ	Ток проводимости разрядника при 20 °С		Действующее значение пробивного напряжения при частоте 50 Гц,кВ	
		Не менее	Не более	Не менее	Не более
РВО-6, РВН-6	6	6		16,0	19,0
РВО-Ю, РВП-10	10	6		26,0	30,5
РВО-35	42	70	130	78,0	98,0
РВС-15	16	450	620	35,0	51,0
РВС-20	20	450	620	42,0	64,0

Продолжение-Таблицы 2.2

РВС-33	32	450	620	66,0	84,0
РВС-35	32	450	620	71,0	103,0
РВМ-10	10	200	280	24,0	32,0
РВМ-20	28	500	700	45,0	59,0
РВРД-3	3	30	85	7,5	9,0
РВРД-10	10	30	85	25,0	30,0
Элемент разрядника РВМГ-110М	30	1000	1350	60,5	72,5
РВВМ-3	4	400	620	7,5	9,5

3. Измерение тока проводимости (тока утечки) ограничителя перенапряжений.

Измерение тока проводимости ограничителя перенапряжения позволяет выявить ухудшение характеристик нелинейных резисторов ОПН, произошедшее в результате нарушения его герметичности и по другим причинам. Измерения должны проводиться в сухую погоду при положительной температуре не ниже 5°С.

Соберите схему измерений (рис. 2.3).

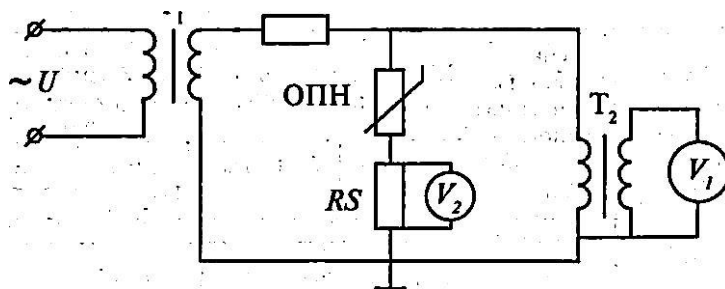


Рис. 2.3. Схема измерения тока проводимости ОПН

T_1 — испытательный трансформатор ИОН-100/100; T_2 — измерительный трансформатор НКФ-110; RS — шунт тока С-5-5 1 Вт $1\text{кОм} \pm 0,05$; V_1 — вольтметр Э545(Э515); V_2 — цифровой вольтметр В7-40; R — сопротивление 100 кОм 10 Вт

Плавно увеличивайте напряжение на ОПН и измерьте ток утечки (ток проводимости). Измеренный ток должен соответствовать току, приведенному в заводской инструкции или [4, табл. 24]. Увеличение или уменьшение тока проводимости ОПН по сравнению с допустимыми значениями свидетельствует об ухудшении характеристик нелинейных резисторов. В этом случае ОПН подлежит замене.

Оценка состояния ограничителя перенапряжений осуществляется путём сопоставления измеренного значения тока проводимости со значением этого параметра, измеренного заводом-изготовителем и указанного в паспорте, и не должна отличаться от него более чем на 20%.

4. Измерение пробивного напряжения при промышленной частоте вентильного разрядника.

Измерение пробивного напряжения вентильных разрядников производится с целью определения состояния их искровых промежутков и соответствия защитных характеристик требуемым нормам.

Измерения пробивных напряжений вентильных разрядников с шунтирующими резисторами могут выполняться только при обязательном соблюдении следующих требований:

- время подъёма напряжения частотой 50 Гц до пробивного при испытании разрядников РВС, РВМ, РВРД, РВМГ должны быть не более 0,5 с; Вместе с тем, время подъёма напряжения должно быть не менее 0,1 с;

интервалы между отдельными измерениями должны быть не менее 10 с и не более 1 мин;

длительность протекания тока через разрядник после пробоя его искровых промежутков не должно превышать 0,5 с; ток должен быть ограничен дополнительным резистором до значения 0,7 А;

мощность и напряжение испытательного трансформатора и его регулирующего устройства должна обеспечивать возможность подъёма напряжения на разряднике до 120 % верхнего предела его пробивного напряжения.

Мощность испытательного трансформатора и регулирующего устройства должна быть не менее:

- 5кВ А — при испытании разрядников РВС;
- 25 кВ А — при испытании разрядников с магнитным гашением дуги (РВМГ, РВМК).

После окончания измерений пробивных напряжений должны быть проведены измерения токов проводимости разрядников при выпрямленном напряжении для контроля целостности шунтирующих резисторов.

Схема испытательной установки показана на рис. 2.4.

T_1 - испытательный трансформатор ИОН-100/100;

T_2 - измерительный трансформатор НКФ-110; RS - шунт тока С-5-5 1 Вт 1 кОм±0,05;

U_1 - вольтметр Э545(Э515); V_2 - цифровой вольтметр В7-40;

R -сопротивление 100 кОм 10 Вт.

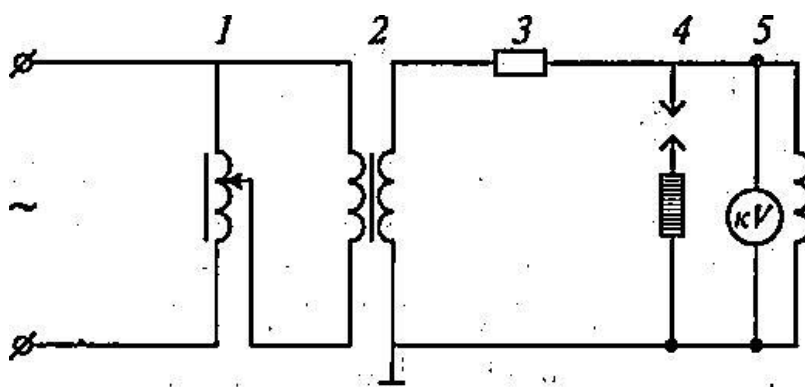


Рис. 2.4. Измерение пробивного напряжения на переменном токе промышленной частоты:

1 - регулятор напряжения типа ЛАТР; 2 — испытательный трансформатор: К 15-50 кВ; 3— резистор: $R < 1000 \text{ кОм} \pm 10\%$; $P_n = 10 \text{ Вт}$; 4- испытуемый разрядник; 5— электростатический киловольтметр; 6— измерительный трансформатор типа И-50 или НОМ-10 (при отсутствии киловольтметра поз. 5)

За пробивное напряжение элементов вентильных разрядников должно приниматься среднее значение не менее:

- трёх измерений для разрядников РВС;
- пяти измерений для разрядников РВРД;
- десяти измерений для разрядников РВМ, РВМГ и РВМК. Оценка состояния вентильного разрядника производится путём сопоставления измеренных значений пробивных напряжений с предельно допустимыми значениями, приведенными в таблице [6], измеренные пробивные напряжения могут отличаться от данных завода-изготовителя на +5—10%.

Содержание отчета

1. Протокол-испытания вентильных разрядников и ограничителей перенапряжений (ОПН).
2. Ответы на контрольные вопросы.
3. Выводы по результатам испытания.

Контрольные вопросы

1. Поясните устройство и принцип действия вентильных разрядников.
2. Поясните назначение и принцип действия варисторных ограничителей напряжения.
3. Поясните цель и необходимые условия проведения измерения сопротивления вентильных разрядников и ограничителей перенапряжений.
4. Поясните цель и необходимые условия проведения измерения юка проводимости (тока утечки) вентильных разрядников.
5. Поясните цель и необходимые условия проведения измерения юка проводимости (тока утечки) ограничителя перенапряжений.
6. Поясните цель и необходимые условия проведения измерения пробивного напряжения при промышленной частоте вентильного разрядника.

(наименование предприятия-заказчика)	(объект)
(предприятие, выполняющее испытание) Лицензия № _____	(присоединение)
от « _____ » _____ » 20 г.	от « _____ » _____ » 20 г.

ПРОТОКОЛ №

испытания вентильных разрядников и ограничителей перенапряжений (ОПН)

№ п/п	Фаза, опора	Тип элемента разрядника, ОПН	Заводской №	Сопротивление элемента разрядника	Результаты испытаний разрядника, ОПН		Заключение
					Ток, проводимость, мкА	Пробивное напряжение, кВ	

Заключение _____

Приборы	№ п/п	Наименование прибора	Тип	№ прибора	Класс точности	Дата проверки	Примечание

Испытание

производили _____

(подпись)

(Фамилия)

(подпись)

(Фамилия)

(подпись)

(Фамилия)

Протокол и работу

принял

(подпись)

(Фамилия)

Протокол проверил

(подпись)

(Фамилия)

Лабораторное занятие № 3

Регулировка и испытания трехполюсного разъединителя

Цель: получить навыки по выполнению регулировки и испытаний трехполюсного разъединителя.

Оборудование и материалы: трехполюсные разъединители рубящего типа на 10 кВ и колонкового типа на 35 или 110 кВ, мегаомметр универсальный, высоковольтная испытательная установка АИД-70, набор инструмента электромонтажника, смазка ЦИАТИМ, штанга измерительная ШИ-35/110У1, динамометр 0н-80 кгс, трансформатор ТС-0,1 220/12...36 В, лампы сигнальные на вторичное напряжение ТС-0,1, микрометр М246, шаблоны для замеров углов раскрытия ножей, индивидуальные средства защиты при высоковольтных испытаниях.

Краткие теоретические сведения

Разъединители служат для создания в электрической цепи видимого разрыва. В процессе эксплуатации необходимо поддерживать работоспособное состояние. Для этого для разъединителей наружной установки выполняются испытания один раз в 8 лет. Испытания преследуют

цель выявления скрытых дефектов. При испытании разъединителей производят:

- измерения сопротивления изоляции поводков и тяг, выполненных из органических материалов, многоэлементных изоляторов, вторичных цепей, обмоток включающей и отключающей катушек;
- испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляторов разъединителей, короткозамыкателей и отделителей, изоляции вторичных цепей и обмоток включающей и отключающей катушек;
- контроль многоэлементных изоляторов под рабочим напряжением с помощью штанги или других диагностических средств;
- измерение сопротивления постоянному току контактов, главных ножей, обмоток включающей и отключающей катушек;
- измерение усилия вытягивания ножа из неподвижного контакта разъединителя и отделителя;
- проверку работы моторного привода;
- проверку одновременности замыкания контактов разъединителя;
- углы раскрытия ножей разъединителя.
-

Порядок выполнения

1 Осмотр разъединителей.

При осмотрах определяют состояние контактов (отсутствие перекосов, ударов при включение, отсутствие нагаров на поверхности контактов, щупом толщиной 0,05 мм — качество контактов). При осмотре изоляторов определяют размеры трещин и сколов фарфора. Изоляторы, имеющие сколы размером более 3 см² или трещин на глазурованной поверхности длиной более 60 мм, к дальнейшей эксплуатации не допускаются. Проверяют состояние смазки привода, состояние поддерживающих конструкций, заземлений и блокировок безопасности.

Измерение сопротивления изоляции:

а) поводков и тяг, выполненных из органических материалов, производят мегомметром на напряжение 2500 В. Нормы на сопротивление изоляции приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1- Нормы на сопротивление изоляции

Номинальное напряжение, кВ	Сопротивление изоляции, МОм	Номинальное напряжение, кВ	Сопротивление изоляции, МОм	Номинальное напряжение, кВ	Сопротивление изоляции, МОм
3-10	300	15-150	1000	220	3000

б) многоэлементных изоляторов производят только при положительных температурах также мегаомметром на напряжение 2500 В (рис. 5.1).

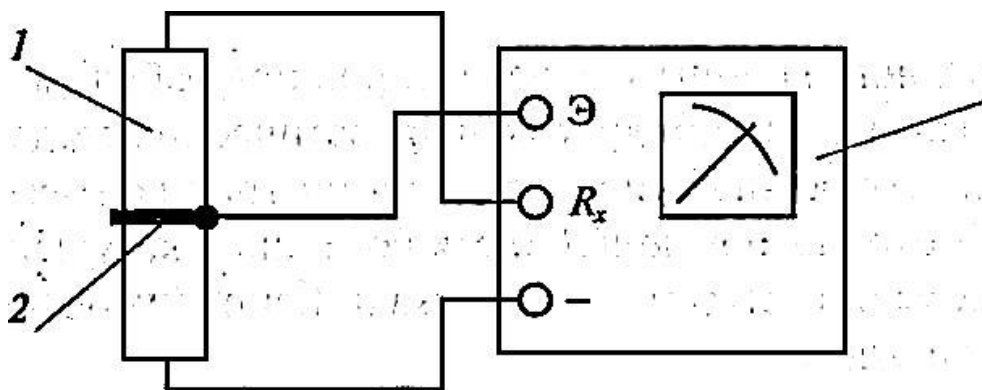


Рис. 5.1. Измерение сопротивления изоляции многоэлементных изолятором: 1 — испытуемый объект; 2 — экранное кольцо; 3 — мегомметр

Сопротивление каждого элемента должно быть не менее 300 Мом.

в) вторичных, цепей, обмоток включающей и отключающей катушек выполняют мегаомметром на напряжение 1000 В.

3. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты:

а) изоляции разъединителей, состоящей из одноэлементных опорных фарфоровых изоляторов, а также из незакалённого стекла, испытывают по нормам табл. 7.2; опорные многоэлементные изоляторы — напряжением 50 кВ, приложенным к каждому элементу; испытание опорно-стержневых изоляторов необязательно;

б) изоляции вторичных цепей и обмоток включающей и отключающих катушек производят напряжением 1000 В, которое может быть заменено испытанием мегомметром на напряжение 2500 В.

Таблица 5.2 Одноминутное испытательное напряжение промышленной частоты для аппаратов, измерительных трансформаторов, изоляторов и вводов

Класс напряжения, кВ	Испытательное напряжение, кВ		
	Аппараты*, трансформаторы тока и напряжения		Изоляторы и вводы
	Фарфоровая изоляция	Другие виды изоляции**	Фарфоровая изоляция
До 0,69	1	1	—
3	24	22	25
• 6	32	29	32
10	42	38	42
15	55	50	57
20	65	59	68
35	95	86	100

Примечания:

** Аппараты — силовые выключатели, выключатели нагрузки, разъединители, отделители, короткозамыкатели, заземлители, предохранители, вентильные разрядники, комплектные распределительные устройства, комплектные экранированные токопроводы, конденсаторы связи.*

*** Под другими видами изоляции понимается бумажно-масляная изоляция, изоляция из органических твёрдых материалов, кабельных масс, жидких в сочетании с перечисленными диэлектриками.*

4 Контроль многоэлементных изоляторов с помощью штанги. Контроль многоэлементных изоляторов с помощью штанги ШИ-35/ 110 У1 проводится в электроустановках напряжением 35 кВ и выше.

Изоляторы проверяют универсальными измерительными штангами со специальными головками без отключения электроустановки.

Для замера напряжения на отдельном изоляторе щупами измерительной части штанги с 2-х сторон прикасаются к проверяемому изолятору. Вращая рукоятку штанги по часовой стрелке, сближают электроды градуированного искрового промежутка на рабочей части штанги до пробоя этого промежутка. По показанию стрелки указателя определяют напряжение, которое приходится на испытуемый изолятор, и по табл.7.3 устанавливают его пригодность (см. рис. 5.2).

Для многоэлементных изоляторов в эксплуатации обязательно одно из испытаний:

- измерение сопротивления изоляции мегаомметром;
- испытание повышенным напряжением промышленной частоты;
- контроль многоэлементных изоляторов с помощью измерительной штанги.

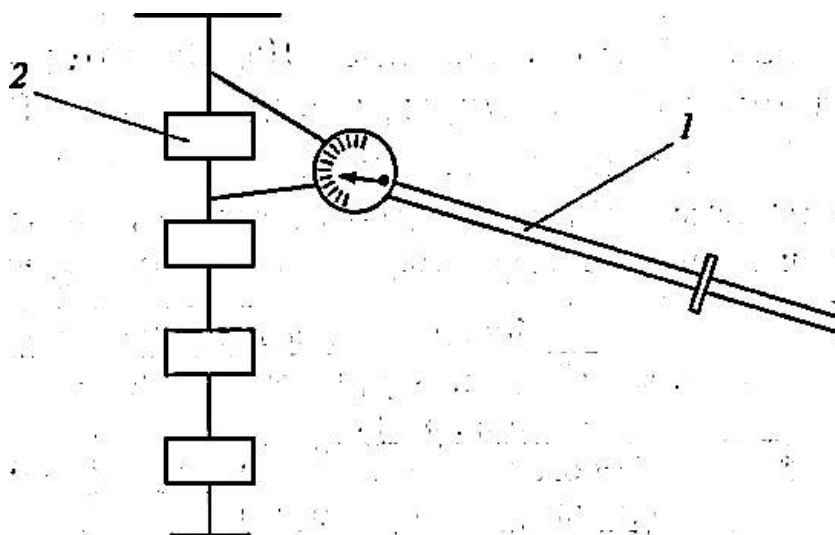


Рис. 5.2. Контроль многоэлементных изоляторов с помощью измерительной штанги:

1 — универсальная измерительная штанга; 2 — испытуемый изолятор

5. Измерение сопротивления постоянному току.

Это испытание показывает качество контактов, т. е. переходное сопротивление между подвижным и неподвижным контактами. Кроме того, у разъединителей с электрическим приводом измеряют сопротивление катушек (включающей и отключающей) постоянному току

Измерения проводятся по схеме (рис. 5.3) с помощью микроомметра М 246.

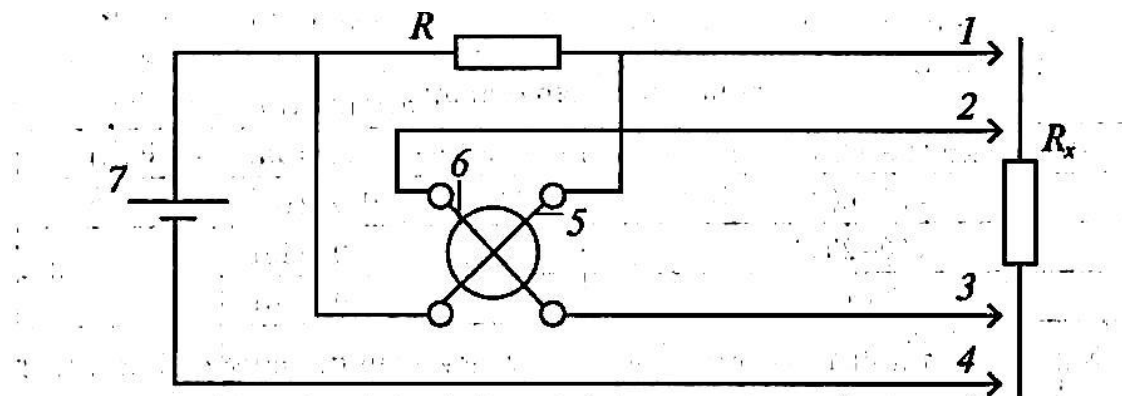


Рис. 5.3. Схема измерений сопротивления контактов постоянному току
1, 4 – токовые щупы; 2, 3 – потенциальные щупы; 5, 6 – логометр; 7 – аккумулятор

Результаты измерений сравниваются с табл. 5.3.

Таблица 5.3- Наибольшее допустимое сопротивление постоянному току контактов разъединителей

Тип разъединителя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Сопротивление контактов, мкОм
РНД	35-220	600	220
Остальные типы	Все напряжения	600	175
		1000	120
		1500-2000	50

Примечания:

1. У шинных разъединителей измерение сопротивления связано со снятием напряжения с шин и производится только в случае обнаружения неисправности контактов. Сопротивление должно быть не выше исходных данных или значений приведенных в табл. 5.3;
2. Сопротивление обмоток включающей и отключающей катушек должно соответствовать заводским данным.

6. Измерение усилия вытягивания ножа из неподвижного контакта разъединителя или отделителя.

Измерение усилия вытягивания ножа из неподвижного контакта производится у разъединителей или отделителей, работающих при токах более 90% номинального значения. Замер усилия вытягивания производится как у главных, так и заземляющих контактов. Наибольшее допустимое усилие вытягивания одного ножа из неподвижного контакта указано в табл. 5.4.

Таблица 5.4-Наибольшее допустимое усилие вытягивания одного ножа из неподвижного контакта

Номинальный ток	Усилие вытягивания, кН (гкс)
400-600	0,2(20)
1000-2000	0,4(40)
3000	0,8(80)

Усилие вытягивания определяют, вытаскивая подвижный контакт из соответствующего неподвижного, или по усилию, прилагаемому вдоль оси ножа к отрезку медной шины толщиной, равной толщине шины ножа, вставленной в неподвижный контакт. Величина усилия определяется с помощью динамометра (рис. 5.4).

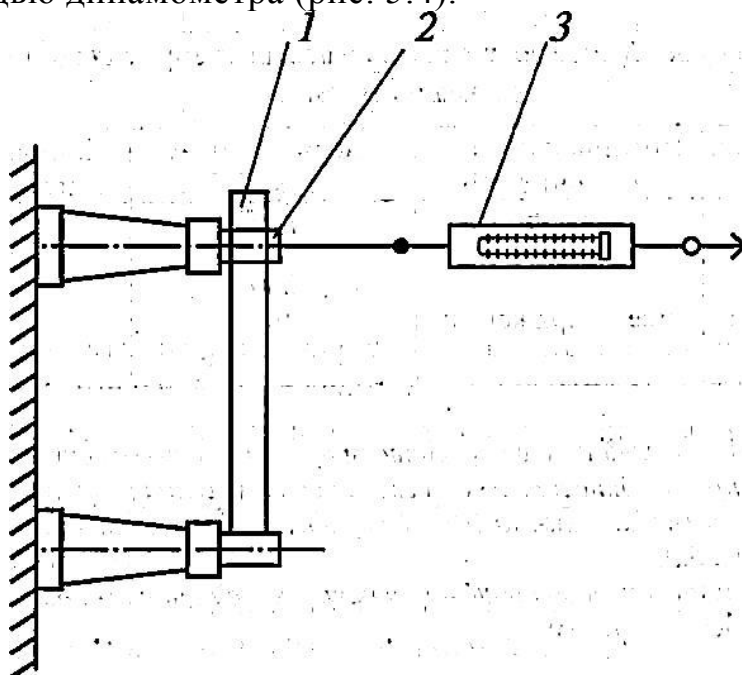


Рис. 5.4. Измерения усилия вытягивания ножа из неподвижного контакта: 1— подвижный нож; 2— неподвижный контакт; 3— динамометр

7. Проверка работы разъединителей, имеющих электрический привод.

Эта проверка проводится путем трехкратного дистанционного включения и отключения разъединителя при номинальном напряжении оперативного тока. Кроме того, проверяется отключение при минимальном напряжении на катушке отключения, равном $0,35 U$. Надежная работа разъединителя должна происходить при напряжении 65% от номинального.

8. Проверка одновременности замыкания контактов разъединителя. Соберите электрическую схему (рис. 5.5).

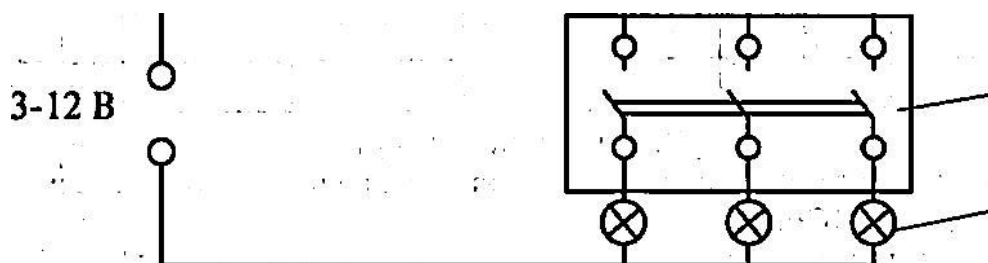


Рис. 5.5. Схема для проверки одновременности замыкания разъединителя: 1 — разъединитель, 2 — сигнальные лампы

Включение ножей разъединителей проводится вручную, медленно. При загорании первой лампы на неподвижном контакте простым карандашом наносится метка; после загорания следующих — метка наносится на том же неподвижном контакте. Затем измеряются расстояние между метками — не более 2 % от хода траверсы. Измеряют ход траверсы. Разъединители рубящего типа регулируются изменением длины траверсы изоляторами, а на разъединителе колонкового типа перемещением крепления траверсы.

9 Проверка углов раскрытия ножей разъединителей. Проверка проводится с помощью шаблонов.

Углы раскрытия ножей (в градусах):

90-92 — у колонковых разъединителей;

74 — у разъединителей рубящего типа;

59 — у заземляющих ножей.

10 Оформить протокол испытаний

Содержание отчета

1. Протокол испытания разъединителя.
2. Ответы на контрольные вопросы.
3. Выводы по результатам испытания.

Контрольные вопросы

1. Какова периодичность испытаний разъединителя?
2. Назовите основные виды испытаний разъединителя.
3. С какой целью выполняется испытания разъединителей повышенным напряжением?
4. С какой целью выполняется испытания?
5. Расскажите о мерах безопасности при выполнении испытаний разъединителей.
6. Укажите, с какой целью проводят измерения сопротивления постоянному току.

7. Перечислите основные средства защиты при высоковольтных испытаниях.

(наименование предприятия-заказчика)	(объект)
(предприятие, выполняющее испытание) Лицензия № _____	(присоединение)
от « _____ » _____ » 20 г.	от « _____ » _____ » 20 г.

ПРОТОКОЛ № _____
испытания разъединителя

I. Основные данные

Тип	Пред- приятие изгото- витель	Заводской номер фазы			Год изго- товления	Номинал напряжения, В	Номи- нальный ток, А	Тип привода главных ножей
		А	В	С				

2. Результаты испытаний

2.1 Сопротивление изоляции проводов и тяг, выполненных из органических материалов _____ М Ом.

2.2 Сопротивление изоляции многоэлементных изоляторов _____ МОм.

2.3 Изоляция разъединителя испытана повышенным напряжением _____ кВ ча-
стоты 50 Гц в течение _____ мин

2.4 Сопротивление изоляции вторичных цепей привода разъединителя _____ МОм.

2.5 Изоляция вторичных цепей привода испытана повышенным напряжением _____
кВ частоты 50 Гц в течение _____ мин.

2.6 Контроль состояния контактной цепи.

2.6.1. Сопротивление контактов разъединителя постоянному току, мкОм.

Фаза	Главный нож			
	Полус		Разъемный контакт	
	Результат измерений	Норма	Результат измерений	Норма
А				
В				
С				

2.6.2. Вытягивающие усилия подвижных контактов из неподвижных

Фаза	А		В		С
Проверяемый элемент	Главный нож	Заземляющий нож	Главный нож	Заземляющий нож	Главный нож
Вытягивающее усилие, кгс					

Допустимое значение вытягивающих усилий подвижных контактов из непод-
вижных _____ кгс.

2.8. Работа разъединителя проверена выполнением _____ операций включения
и отключения.

Раздел 4. Технологическая и отчетная документация на подстанциях

Тема 4.1. Нормативная, техническая документация и инструкции

Практическое занятие № 23

Изучение оперативной документации электрических подстанций

Цель работы: научиться грамотному оформлению оперативно-технической документации.

Раздаточный материал и наглядные пособия:

Перечень оперативно-технической документации, находящейся на электрической подстанции [4].

Схема-макет или однолинейные схемы электрических подстанций.

Оперативные журналы, бланки переключений, нарядов, журналы учета работ по нарядам и распоряжениям.

Карточки-задания для производства оперативных переключений, в которых должны быть указаны: электрооборудование, выводимое в ремонт, либо аварийная ситуация.

Технологические карты и типовые нормы времени.

Краткие теоретические сведения

Оперативный журнал предназначен для записи в хронологическом порядке результатов деятельности оперативного персонала при обслуживании им подстанций.

В нем оформляется приемка и сдача смен, коротко записываются сведения об отклонениях от нормальной схемы подстанции и нормального режима работы оборудования, распоряжения и переговоры

переключениях, а также сообщения о выполнении переключений, замечания о техническом состоянии оборудования, ведется учет наложения и снятия защитных заземлений, а также учет переносных заземлений, находящихся в местах хранения. В нем фиксируются время автоматических отключений оборудования и данные о срабатывании устройств релейной защиты и автоматики. Записываются и другие сведения, которые необходимо знать персоналу, принимающему смену, а также руководству предприятия, осуществляющему контроль за работой подстанции и деятельностью оперативного персонала.

Форма оперативного журнала должна отвечать требованию наиболее рационального ведения записей с учетом звукозаписи переговоров. Включение звукозаписи при ведении оперативных переговоров по прямым каналам связи с диспетчером должно производиться автоматически — снятием телефонной трубки.

Во время ликвидации аварий оперативные переговоры, как правило, не записываются в оперативном журнале. Они фиксируются шукозаписывающим устройством, поэтому необходимо выработать навык при переговорах каждый раз называть текущее время, что очень важно для последующего анализа аварийной ситуации. В процессе ликвидации аварии время основных событий следует записывать на отдельном листке бумаги. Все сведения об аварии и ее ликвидации в исчерпывающей форме (с указанием времени, названия оборудования, на котором произошла авария, названия сработавших устройств релейной защиты и автоматики, причины аварии, результаты осмотра оборудования, предпринятые действия и пр.) записываются в оперативном журнале после устранения аварийной ситуации.

В ряде случаев в оперативном журнале у обозначений отдельных элементов оборудования записываются отличительные признаки, такие, как класс напряжения, к которому относится данный элемент оборудования, и др.

В записях о наложении (снятии) переносных защитных заземлений и включении (отключении) стационарных заземлителей указывается, какой конкретно участок заземлен. Принято записи о заземлении оборудования подчеркивать красным карандашом, о снятии — синим.

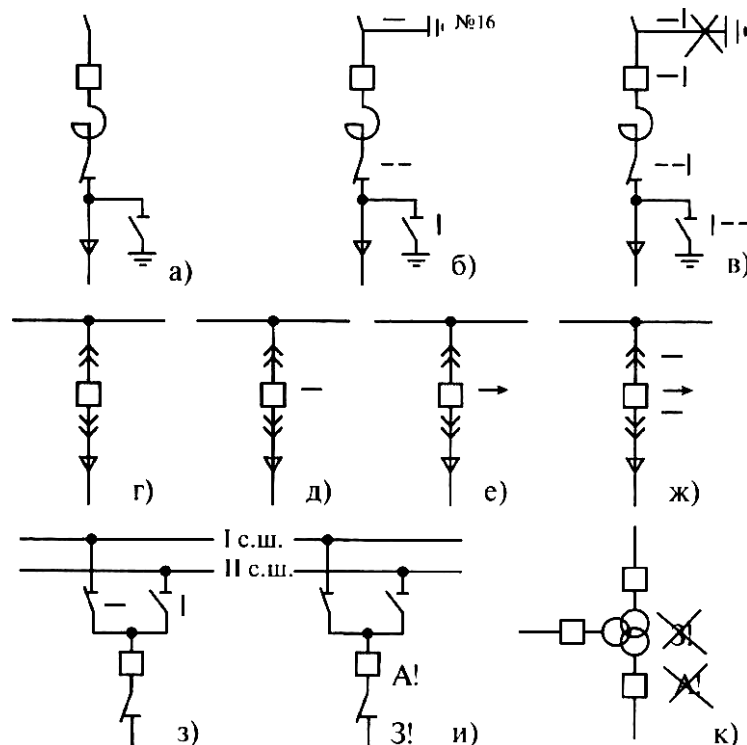


Рис. 2.1. Примеры нанесения условных знаков на оперативных схемах подстанций:

а — присоединение включено; б — присоединение отключено и заземлено; в — заземления сняты, присоединение включено в работу; г — присоединение КРУ включено; д — присоединение КРУ отключено выключателем; е - тележка выключателя присоединения КРУ перемещена в контрольное положение; ж — то же в ремонтное положение; з — присоединение переведено с I на II систему шин; и - одна из защит и АПВ линии

отключены; к — гашение знаков после включения устройства релейной защиты и АВР трансформатора. Знак З! — устройство релейной защиты отключено - наносится рядом с символом, обозначающим защищаемое оборудование (линия, трансформатор, сборные шины). Знак А! — устройство автоматически отключено. Наносится рядом с символом выключателя, на который воздействует автоматическое устройство

Нормальной схемой электрических соединений подстанции называется схема нормального режима работы подстанции на более или менее продолжительный срок.

В отличие от нормальной оперативная схема отражает действительное состояние оборудования подстанции: действительное положение коммутационных аппаратов, заземляющих устройств, устройств релейной защиты и автоматики на каждый текущий момент времени. В связи с этим изменения в оперативную схему должны вноситься непосредственно после проведения тех или иных операций. Действительные положения коммутационных аппаратов и различных устройств на оперативной схеме отражаются нанесением условных знаков рядом с символами аппаратов или устройств. На рис. 2.1 приведены примеры нанесения условных знаков. Их наносят карандашом или пастой красного цвета.

После снятия с оборудования переносного заземления, включения в работу ранее отключенных устройств релейной защиты или мвтоматики соответствующие знаки на оперативной схеме перечеркивают карандашом (пастой) синего цвета. Ошибочно нанесенный на оперативную схему условный знак не счищают, а обводят кружком синего цвета, а затем наносят правильный знак. Срок действия оперативной схемы не ограничивается, новая схема составляется по мере необходимости.

Оперативные схемы должны иметь порядковые номера. Вместо оперативных схем на ряде подстанций применяют мнемонические макеты схем подстанций, которые, как правило, располагают в местах, удобных для пользования макетом.

Изменения схемы на макете производят с помощью навесных символов. Система фиксации символов на макете должна исключать их падение или случайное перемещение. Для отображения отсутствующих на местах хранения переносных заземлений применяют сигнализацию в виде световых табло, лампы которых загораются при снятии реальных заземлений с крюков.

При пользовании мнемоническими макетами надобность в ведении оперативных схем отпадает.

Переключения на подстанциях, требующие соблюдения строгой последовательности оперативных действий, выполняются по бланкам переключений. Бланк переключений является единственным оперативным документом, которым персонал может пользоваться непосредственно на местах выполнения операций. Наличие блокировочных устройств не может исключать применение бланков переключений, поскольку отсутствуют средства постоянного контроля исправности этих устройств.

В бланках переключений указываются операции с коммутационными аппаратами в главной схеме подстанции и цепями оперативного тока коммуникационных аппаратов, операции по включению и отключению стационарных заземлителей, а также по наложению и снятию переносных заземлений, операции с отключающими устройствами, испытательными блоками, переключателями, рубильниками и т. д. в цепях релейной защиты и противоаварийной автоматики, операции по фазировке оборудования, операции с устройствами телемеханики и др. Кроме того, в бланках переключений должны указываться и наиболее важные проверочные действия: проверка на месте положений выключателей, если за операциями с выключателями следуют операции с разъединителями; проверка положений выключателей КРУ перед каждым перемещением тележек в шкаф; проверка отсутствия напряжения на токопроводящих частях перед включением стационарных заземлителей или перед наложением переносных заземлений.

Операции и проверочные действия, вносимые в бланки переключений, должны следовать в порядке очередности их выполнения, иначе применение бланков переключений теряет смысл. Для удобства учета выполнения операций (проверочных действий) каждая из них должна иметь порядковый номер.

На проведение сравнительно простых переключений (четыре- пять операций с коммутационными аппаратами и устройствами релейной защиты и автоматики, проводимых на одном присоединении) бланки, как правило, составляются оперативным персоналом после получения распоряжения о переключении и записи его в оперативном журнале. Допускается также и заблаговременное составление бланков переключений в течение смены персоналом, который будет участвовать в переключении. Составление бланков переключений обязывает персонал тщательно продумывать содержание оперативных распоряжений и намечать необходимую последовательность их выполнения.

В целях исключения ошибок персонала при составлении бланков переключений и экономии времени, затрачиваемого на их составление, на практике энергосистем применяются так называемые типовые бланки (или карты) переключений. Эти бланки заранее разрабатываются персоналом предприятий электрических сетей, как правило, на сложные переключения в главных схемах и вторичных устройствах. Отнесение переключений к числу сложных устанавливается руководством ПЭС.

Если персонал приступил к выполнению оперативных действий по бланку переключений и у него возникли сомнения в правильности проводимых операций, переключения следует прекратить, вернуться на щит управления и проверить по оперативной схеме последовательность операций и, в случае необходимости, получить соответствующее разъяснение диспетчера, отдавшего распоряжение о переключении.

Для проведения сложных переключений во время ликвидации аварий или для их предотвращения оперативному персоналу подстанций должно быть дано право пользоваться типовыми бланками переключений согласно

общему установленному порядку выполнения переключений в нормальных условиях.

Порядок выполнения

По указанию преподавателя изучить перечень технической документации для различных потребителей.

Составить порядок оперативных переключений на схеме-макет (или по однолинейной схеме) для вывода в ремонт указанного преподавателем электрооборудования электрической подстанции.

Заполнить бланк переключений и наряд-допуск.

Провести оперативные переключения на схеме-макет и указать действительное состояние оборудования подстанции, используя условные знаки, наносимые на однолинейную схему.

Заполнить оперативный журнал (табл. 2.1).

Таблица 2.1-Оформление записей в оперативном журнале (форма ЭУ-82)

№ п/п юписей в журнале »нерго- шпетчера	Дата	Время (час, мин)	Кому или от кого	Содер- жание приказа, уведомле- ния или заявки	Кто передал (фами- лия)	Кто принял (фами- лия)	Утверж- дено (час, мин)	Отметка об испол- нении

Содержание отчета

1. Название и цель работы.
2. Содержание карточки-задания.
3. Часть однолинейной схемы, т. е. те РУ, где производятся оперативные переключения.
4. Бланк переключений.
5. Наряд-допуск.
6. Запись в оперативном журнале.
7. Ответы на контрольные вопросы.
8. Вывод.

Контрольные вопросы

1. Объясните, чем отличается оперативная схема от однолинейной схемы электрической подстанции.
2. Укажите назначение оперативного журнала.
3. Перечислите требования, предъявляемые к оперативным переговорам.
4. Укажите назначение бланков переключений.

5. Поясните, как поступить оперативной бригаде, если во время оперативных переключений возникли сомнения в правильности проводимых операций.

Практическое занятие № 24

Изучение технической документации электрических подстанций

Цель работы: изучить основные виды технической документации, применяемой на электрической подстанции.

Оборудование и приборы: Мультимедийный проектор, электронные материалы.

Краткие теоретические сведения

К основным видам технической документации электрических подстанций можно отнести следующие документы:

1. Схема внешнего электроснабжения электрической подстанции.
2. Однолинейная схема электрической подстанции.
3. Схемы вторичной коммутации всех присоединений и релейных защит.
4. Технический паспорт тяговой подстанции.
5. Технические паспорта всех видов оборудования электрической подстанции
6. Перечень опасных мест и технологические карты для работы в этих местах
7. Журнал учета, содержания и испытания средств защиты.
8. Перечень аварийно-восстановительного запаса с указанием места его хранения.
9. Маршруты и планы безопасного прохода по железнодорожным путям при следовании на работу и с работы.
10. Правила и инструкции по технике безопасности и охране труда.
11. Акты разграничений с энергоснабжающими организациями.
12. Паспорт на контур заземления.
13. Кабельный журнал электроустановки.
14. Схемы трасс кабельных линий, проложенных на территории электрической подстанции.
15. Протоколы испытания оборудования, кабелей, защитных средств и монтажных приспособлений.

Исходные данные Образцы технической документации электрической подстанции – технические паспорта оборудования электрической подстанции (задаются преподавателем).

Порядок выполнения работы

1. Перечислить основные виды технической документации, используемой на электрических подстанциях.
2. Рассмотреть заданный преподавателем вид технической документации, дать его подробное описание с целью получения навыка работы с технической документацией в следующем порядке: на примере Технического описания выпрямителей для систем тягового электроснабжения, выпускаемых «НИИЭФА-ЭНЕРГО», типов ВМПД-1,6к-3,3к и ВМПЭ-Д-1,6к-3,3к требуется ответить на следующие вопросы:

- 2.1. Расшифровать буквенно-цифровое наименование заданного типа выпрямителя.
- 2.2. Назначение выпрямителя.
- 2.3. Выписать технические параметры заданного типа выпрямителя:
 - 2.3.1. Номинальное входное напряжение.
 - 2.3.2. Число фаз переменного тока.
 - 2.3.3. Номинальная частота питающей сети.
 - 2.3.4. Номинальное выпрямленное напряжение.
 - 2.3.5. Номинальный выпрямленный ток.
 - 2.3.6. Номинальный ток электродинамической стойкости силовых цепей.
 - 2.3.7. Вид охлаждения.
 - 2.3.8. Схема выпрямления.
 - 2.3.9. Габаритные размеры: длина, ширина, высота.
 - 2.3.10. Масса.
 - 2.3.11. Установленный срок службы.
- 2.4. Особенности конструкции выпрямителя.
- 2.5. Инфракрасные датчики температуры.
- 2.6. Электромагнитные блок-замки на дверях шкафов выпрямителя.
- 2.7. Охлаждение выпрямителей типов ВМПП-Д-1,6к-3,3к и ВМПЭ-Д-1,6к-3,3к.
- 2.8. Параметры, при которых включается система принудительного охлаждения.

Контрольные вопросы.

1. Перечислите основные виды технической документации электрической подстанции.
2. Какие основные технические параметры содержит технический паспорт (техническое описание) оборудования эклектической подстанции?

Содержание отчета

1. Наименование темы, цель работы, исходные данные
2. Ответы на вопросы на основе Технического описания выпрямителей для систем тягового электроснабжения, выпускаемых «НИИЭФАЭНЕРГО», типов ВМПП-Д-1,6к-3,3к и ВМПЭ-Д-1,6к-3,3к.
3. Вывод по практической работе
4. Ответы на контрольные вопросы

Практическое занятие №25

Составление ведомости дефектов на капитальный ремонт силового трансформатора

Цель: приобретение навыков в составлении ведомости на оборудование тяговых подстанций.

Оборудование:

1. Учебная лаборатория тяговых подстанций.
2. Силовой трансформатор.
3. Инструкционная карта.
4. Ведомость дефектов.

Краткие теоретические сведения

Для того, чтобы силовые трансформаторы находились в требуемом (хорошем) техническом состоянии, необходимо регулярно осуществлять плановые освидетельствования, регламенты и другие технические мероприятия, такие как планово-предупредительный ремонт. Под планово-предупредительным ремонтом силовых трансформаторов подразумевают текущее обслуживание между ремонтами, слежение за удовлетворительным состоянием трансформаторов, капитальный ремонт, текущий ремонт.

Ремонт трансформаторов крупных габаритов, как правило, производят в трансформаторной мастерской. Специализированные мастерские и заводы располагают необходимыми производственными площадями, грузоподъемными устройствами, технологическим оборудованием, инструментами, приспособлениями и другими материальными и энергетическими ресурсами. В соответствии с технологическим процессом в мастерских имеются производственные участки, на которых изготавливают и ремонтируют отдельные сборочные единицы и части трансформаторов.

На каждый трансформатор, поступивший в ремонт, составляют дефектную ведомость и ведомость объема работ с перечнем необходимых запасных частей и материалов. На основании этих документов и нормативов трудозатрат заполняют маршрутную карту, являющуюся основным регламентирующим документом.

Таблица 7 - Виды ремонта силовых трансформаторов:

Виды ремонта	Описание, особенности
Техническое обслуживание	Осуществляется без отключения трансформатора от сети
Текущий ремонт	Текущий ремонт силовых трансформаторов выполняется на месте установки трансформатора и является чисто профилактическим ремонтом. Его выполняет ремонтный персонал службы эксплуатации электроустановки. В объем текущего ремонта входят: • наружный осмотр; • выявление и устранение мелких дефектов в арматуре, системе охлаждения, навесных устройствах; • подтяжка креплений, устранение течей масла и доливка масла; • замена сорбента в термосифонном фильтре; • протирка наружных поверхностей от загрязнений; • измерение сопротивления изоляции обмоток и другие мелкие работы. Продолжительность такого ремонта в зависимости от мощности трансформатора составляет от нескольких часов до 1-2 суток Для проведения текущего ремонта трансформатор отключают от сети. Данный вид ремонта осуществляется без вскрытия бака и выемки обмоток и других деталей активной части. При текущем ремонте силовых трансформаторов возможен частичный слив масла. <u>Подробнее...</u>

Капитальный ремонт I (средний)	Средний ремонт силовых трансформаторов кроме работ, входящих в текущий ремонт, включает: • вскрытие трансформатора с подъемом активной части (или съемной части бака, если бак имеет нижний разъем), но без разборки активной части • мелкий ремонт или замену (при необходимости) вводов, отводов, переключающих устройств, охладителей, маслозапорной арматуры, масляных насосов, вентиляторов и т. д. • может включать при необходимости сушку активной части Его выполняют с отключением и доставкой трансформатора на ремонтную площадку. <u>Подробнее...</u>
Капитальный ремонт II (снимаются обмотки)	Капитальный ремонт силовых трансформаторов, кроме работ, выполняемых при среднем ремонте, включает ремонт активной части с ее разборкой и восстановлением или заменой обмоток и главной изоляции, иногда ремонт магнитной системы с переизолировкой пластин. Капитальные ремонты трансформаторов вызваны в отдельных случаях повреждением остова, обмоток и изоляции в результате аварий, износом изоляции. Вместе с тем в энергетическом хозяйстве имеется сравнительно много отечественных и зарубежных трансформаторов устаревших конструкций, которые подлежат капитальному ремонту и реконструкции для повышения их надежности и приведения параметров в соответствие с новыми стандартами. В зависимости от состояния обмоток их меняют, ремонтируют или оставляют в прежнем исполнении; при необходимости производят также полную переборку пластин остова с их полной или частичной переизолировкой.

Контрольные вопросы

1. назовите основные неисправности силовых трансформаторов?
2. По какой причине происходят повреждения магнитопровода и обмоток трансформатора?
3. Что такое хроматографический анализ трансформаторного масла?

4. Что такое дефектировки трансформатора?
5. Что включает в себя текущий и капитальный ремонт трансформатора?

Практическое занятие № 26

Оформление технической документации по результатам испытаний силового трансформатора

Цель работы: научиться технически грамотному оформлению протокола испытаний силового трансформатора.

Раздаточный материал: 1. Бланки протоколов: испытаний силового трансформатора, испытаний вводов, испытаний трансформаторов тока с твердой изоляцией.

2. Отчеты по лабораторным занятиям Темы 2.3.:

«Испытания трансформаторного масла»,

3. «Межремонтные испытания силового трансформатора».

Карточки-задания по результатам испытаний встроенных трансформаторов тока с твердой изоляцией.

Она должна содержать:

- тип трансформатора тока, год его изготовления, коэффициент трансформации обмоток (ответвлений), заводской номер;

- величину сопротивления изоляции обмоток и температуру окружающей среды при измерении;

- величину испытательного напряжения обеих обмоток;

- таблицу снятия характеристики намагничивания и график характеристики намагничивания, снятой при заводских испытаниях.

4. Приборы, необходимые для испытаний встроенных трансформаторов тока.

5. Справочная литература [4].

Краткие теоретические сведения

Все результаты проверки, испытаний и опробования электрооборудования в процессе наладочных работ оформляются протоколами или в виде отчета.

Для крупных или сложных в техническом отношении объектов должен быть составлен технический отчет, содержащий материалы, характеризующие технологические и электрические параметры объекта, методику выполнения наладочных работ и достигнутые окончательные результаты.

Протокол является основным, официальным документом, по которому делается заключение о пригодности оборудования и возможности включения его в нормальную работу. С целью унификации, упрощения и сокращения времени, необходимого наладочной организации для оформления технической документации, сдаваемой в эксплуатацию, разрабатываются стандартные формы протоколов или отчетов, требующие заполнения лишь в процессе и после окончания работ.

Отличительными особенностями этих протоколов или отчетов являются строгое соблюдение технологической последовательности работ и наличие кратких методических указаний, облегчающих производство работ. Формы протоколов

являются постоянными. В процессе работы, конструктивном усовершенствовании и обновлении оборудования протоколы корректируются и совершенствуются.

Протоколы оформляются в одном или двух экземплярах. Один экземпляр сдается эксплуатационному персоналу, второй, или черновые записи, остаются в наладочной организации, производящей работу. Протоколы или отчеты содержат: заключение, в котором дается общая оценка оборудования; результаты измерений, проверок, испытаний и опробований; таблицы, кривые и диаграммы. Протоколы и отчеты подписываются ответственным исполнителем и руководителем наладочных работ на данном объекте.

Порядок выполнения

1. Оформите Протокол испытания силового трансформатора, используя данные испытаний по отчетам лабораторных работ. Результаты испытаний, которые не проводились по каким-либо причинам, определите в [4].

2. Оформите Протокол испытания трансформаторного масла (сокращенный анализ), используя данные испытаний по отчету лабораторного занятия. Результаты испытаний, которые не проводились по каким-либо причинам, определите в [4].

3. Оформите протокол испытаний трансформаторов тока с твердой изоляцией (встроенного), используя карточку-задание и табл. №№ 1.1; 1.2.

Тангенс $\operatorname{tg}\delta$ обмоток трансформаторов тока не должен превышать значений, приведенных в табл. 1.1.

Таблица 1.1-Максимально-допустимый $\operatorname{tg}\delta$ [%] трансформаторов тока при 20 °С

Номинальное напряжение, кВ и вид испытаний							
Основная изоляция	3-15		20-35		60-110		150-220
	К	м	К	М	К	М	К
Бумажно-масляная	-	-	2,5	4,5	2,0	3,5	1,5
Бакелитовая	3,0	12	2,5	8,0	2,0	5,0	-

Оценка состояния изоляции трансформаторов напряжения по $\operatorname{tg}\delta$ производится по нормам, приведенным в табл. 1.2.

Таблица 1.2-Максимально допустимый $\operatorname{tg}\delta$ [%] изоляции обмоток трансформаторов напряжения

Наивысшее напряжение испытываемой обмотки, кВ	Температура обмоток, °С					
	10	20	30	40	50	60
10 и ниже	4	5,5	7,5	10	14	19
35	2,8	4	5,5	8	И	16
110-220	1,8	2,5	3,5	5	7	10

По данным карточки-задания постройте кривую намагничивания и сравните ее с заводской. Отклонения показаний кривой намагничивания в сторону увеличения от заводской более чем на 20 % указывают на внутренние повреждения трансформатора тока.

4 Оформите протокол испытаний маслонаполненных вводов.

5 Сделайте общие выводы по результатам испытаний силового трансформатора.

Содержание отчета

2. Результаты отчетов по лабораторным работам:

«Испытания трансформаторного масла»,

«Межремонтные испытания силового трансформатора».

3. Карточки-задания по результатам испытаний встроенных трансформаторов тока с твердой изоляцией.

4. Протокол испытаний силового трансформатора.

5. Протокол испытаний трансформаторного масла.

6. Протокол испытаний трансформаторов тока с твердой изоляцией (встроенного).

7. Протокол испытаний маслонаполненных вводов.

8. Ответы на контрольные вопросы.

9. Выводы по результатам испытаний силового трансформатора.

Контрольные вопросы

1. Укажите назначение испытания изоляции силового трансформатора повышенным напряжением.

2. Перечислите те части силового трансформатора, которые подвергаются испытаниям повышенным напряжением.

3. Объясните каким образом, не вскрывая бак силового трансформатора, можно определить наличие в нем внутренних повреждений.

4. Укажите назначение измерения сопротивления обмоток силового трансформатора постоянному току.

5. Дайте определение протокола испытаний электрооборудования.

Практическое занятие № 27

Оформление сопроводительной документации на производство работ в электроустановке

Цель работы: научиться оформлять сопроводительной документации на производство работ в электроустановке. Оборудование и приборы: Мультимедийный проектор, электронные материалы. Краткие теоретические сведения Оперативный журнал должен быть пронумерован, прошнурован и скреплен печатью. На последней странице делается запись о количестве листов и ставится подпись руководителя подразделения. На лицевой стороне обложки журнала под названием «Оперативный журнал» указывается дата начала и окончания журнала. Записи в оперативный журнал следует вносить в хронологическом порядке в соответствии с имеющимися графами. Между записями не должно быть незаполненных строк. Правильность ведения журнала ежемесячно проверяется руководителем подразделения, ежеквартально – руководителем дистанции электроснабжения. Заполненные журналы должны

храниться в течение трех лет со дня последней записи. Указания по заполнению заявки, приказа на подготовку рабочего места и на допуск к работе и на работу, а также уведомления приведены в Приложении 1.10.1.

Исходные данные: Вид оборудования, в отношении которого оформляется сопроводительная, задается преподавателем по вариантам.

Порядок выполнения работы

1. Записать исходные данные.
2. Перечислить организационные и технические мероприятия, обеспечивающие безопасное выполнение работы со снятием напряжения по варианту задания.
3. Заполнить бланк заявки, приказов и уведомлений по ходу выполнения работы (Приложение 1.10.1).

Контрольные вопросы

1. Кто обязан вносить записи в оперативный журнал?
2. Какие записи обязательно вносятся в оперативный журнал?
3. Когда подается заявка на работу? Каково должно быть содержание заявки?
4. Чем отличается текст приказа на подготовку рабочего места от приказа на допуск к работе и на работу?
5. Что представляет собой уведомление?

Содержание отчета

1. Наименование темы, цель работы, исходные данные.
2. Заполненный бланк заявки, приказов на переключения и на работу, уведомлений.
3. Вывод по практической работе
4. Ответы на контрольные вопросы.

Практическое занятие № 28

Составление актов о повреждении на тяговой подстанции

Цель: изучать методику расследования, учета и анализа нарушений нормальной работы технических средств хозяйства электроснабжения ж.д. с заполнением акта о повреждении на тяговой подстанции.

Оборудование:

1. Инструкционная карта.
2. Акт о повреждении на тяговой подстанции.
3. Сборник материалов по технической эксплуатации устройств электроснабжения железных дорог.

Порядок выполнения работы

- Изучить теоретические сведения, представленные в инструкционной карте практической работы №7.
- Изучить форму акта (ЭУ-92) о повреждении на тяговой подстанции.
- Получить условную информацию о случае брака на тяговой подстанции у преподавателя.
- Проанализировать информацию о нарушении нормальной работы оборудования.
- Составить доклад энергодиспетчеру о нарушении нормальной работы на тяговой подстанции.
- Оформить акт о повреждении по установленной форме.
- Оформить отчет о проделанной работе.
- Сделать вывод о проделанной работе.

Контрольные вопросы

1. Какая информация должна поступить к ЭЧЦ при обнаружении повреждения?
2. Как классифицируются нарушения нормального режима работы оборудования?
3. Кто несет ответственность за своевременное проведение расследования?
4. Где фиксируется сообщение о нарушении нормального режима работы оборудования?
5. Назовите форму книги учета случаев брака?

Форма ЭУ - 92

_____ Ж.Д.

дистанция электроснабжения

_____ тяговая подстанция

АКТ № _____

о повреждении на тяговой подстанции

1. Дата и время повреждения «_____» _____ 20 ____ г. ____ ч. ____ мин.
2. Наименование тяговой подстанции _____
3. Место возникновения и краткая характеристика повреждения _____

4. Время отключения в связи с повреждением: с ____ ч. ____ мин. до ____ ч. ____ мин.
к/сети, ВЛ СЦБ, ВЛПЭ или ДПР (или др. потребителей)

по _____ пути перегона или санции _____

5. Время начала ликвидации повреждения _____ ч. _____ мин.

6. Дата и время окончательного устранения повреждения « _____ » _____ 20____ г.
_____ ч. _____ мин.

7. Задержка поездов (количество): _____ пассажирских
_____ пригородных
_____ грузовых

Сорвана передача _____ вагонов

8. Подробное описание повреждения с описанием поврежденного оборудования, указанием срока службы (с приложением схем и эскизов), содержание восстановительных работ _____

9. Действие защиты _____

10. Количество лиц принимавших участие в восстановительных работах _____

11. Затраты рабочего времени на восстановление, в чел. – час _____

12. Сумма понесенных убытков _____ руб.

Дата составления акта « _____ » _____ 20____ г.

Начальник _____ тяговой подстанции _____

Руководитель восстановительных работ _____

Результаты расследования

1. Причина повреждения _____

2. Виновные лица (или организация, которой предъявлено возмещение ущерба) _____

3. Меры взыскания к виновным лицам _____

4. Технические мероприятия, принятые для предупреждения подобных повреждений _____

5. Квалификация нарушения _____

6. Дата окончания расследования « _____ » _____ 20____ г.

7. Лица проводившие расследование: _____

Заключение УРБ _____

Заключение Э _____

Список использованных источников

1. Пышкин А.А. Электроснабжение железных дорог- Екатеринбург, УрГУПС, 2016
2. Кожунов В.И. Устройство электрических подстанций-М.: ФГБУ ДПО «УМЦ ЖДТ», 2016
3. Фонд оценочных средств для государственной итоговой аттестации по специальности 13.02.07 Электроснабжение (по отраслям) Методическое пособие ,ТТЖТ -2016
4. В.А. Старшинов, М.В. Пираторов, М.А. Козина, Электрическая часть электростанций и подстанций, под ред. В.А. Старшинова . - М. : Издательский дом МЭИ, 2015
5. Великолукский завод электротехнического оборудования. Каталог продукции 2016
6. ЗАО ЗЭТО Каталог продукции 2016
7. Вакуумная коммутационная техника нового поколения. Каталог продукции фирмы «Таврида Электрик» 2016
8. Пермский электротехнический завод. Каталог продукции 2016
9. «Электрошит- Самара».Каталог выпускаемой продукции 2016
10. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. (утв. РАО «ЕЭС России» 08.05.1997) (с изменениями и дополнениями на 01.03.2001 год).
11. РД 34.50.502-91. Инструкция по эксплуатации стационарных свинцово-кислотных аккумуляторных батарей, (утв. Минтопэнерго РФ 21.10.1991).
12. РД 153-34.0-03.150-00, ПОТ РМ-016-2001 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. (утв. Минтруда РФ 05.01.2001 № 3 и Минэнерго РФ 27.12.2000 № 163).
13. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. (утв. Минэнерго РФ 13.01.2003 № 6).
14. Правила устройства электроустановок, (утв. Минэнерго РФ 08.07.2002 № 204) (с изменениями на 01.01.2003 года).
15. Профилактические испытания электрооборудования и проверка релейных защит тяговых подстанций. Сборник справочных материалов. Департамент электрификации и электроснабжения МПС РФ. М.: «Трансиздат», 2001.
16. Приказ Минтранса РФ от 21.12.2010. № 286 «Правила технической эксплуатации железных дорог Российской Федерации». Зарегистрировано в Минюсте РФ 28 января 2011 г. № 19627