



TOSHELECTROAPPARAT

ОКПД 2 27.11.41.000

Утвержден
СПТИ.670120.005 РЭ - ЛУ

**ТРАНСФОРМАТОР
СИЛОВОЙ МАСЛЯНЫЙ ТРЕХФАЗНЫЙ ГЕРМЕТИЧНЫЙ**

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

СПТИ.670120.005 РЭ

Содержание:

Введение.....	4
1 Описание и работа.....	5
1.1 Описание и работа трансформатора.....	5
1.1.1 Назначение трансформатора.....	5
1.1.2 Технические характеристики.....	5
1.1.3 Состав трансформатора.....	5
1.1.4 Устройство и работа трансформатора.....	6
1.1.5 Средства измерения, инструмент и принадлежности.....	6
1.1.6 Маркировка и пломбирование.....	6
1.1.7 Упаковка.....	7
1.2 Описание и работа составных частей трансформатора.....	7
1.2.1 Часть активная.....	7
1.2.2 Бак.....	8
1.2.3 Крышка.....	8
1.2.4 Ввод.....	8
1.2.5 УП ПБВ.....	8
1.2.6 Арматура.....	8
1.2.7 Клеммная коробкам.....	8
1.2.8 Зажим аппаратный штыревой.....	9
1.2.9 Катки.....	9
1.2.10 Клапан предохранительный.....	9
1.2.11 Термометр показывающий.....	9
1.2.12 Термометр показывающий электроконтактный.....	9
1.2.13 Маслоуказатель поплавковый.....	10
1.2.14 Пробивной предохранитель.....	10
1.2.15 Реле защиты.....	10
2 Использование по назначению.....	10
2.1 Эксплуатационные ограничения.....	10
2.2 Подготовка трансформатора к использованию.....	11
2.2.1 Меры безопасности при подготовке трансформатора.....	11
2.2.2 Подготовка трансформатора и составных частей трансформатора к монтажу..	11
2.2.3 Монтаж трансформатора и составных частей трансформатора.....	12
2.2.4 Подготовка средств измерения, входящих в состав трансформатора.....	14
2.2.5 Испытания трансформаторов.....	14

2.2.5.1 Измерение потерь холостого хода.....	14
2.2.5.2 Измерение сопротивления изоляции.....	14
2.2.5.3 Измерение сопротивления обмоток постоянному току.....	15
2.2.5.4 Проверка коэффициента трансформации.....	15
2.2.5.5 Измерение сопротивления изоляции цепей управления и вспомогательных цепей.....	15
2.2.5.6 Испытание цепей управления и вспомогательных цепей.....	15
2.2.6 Включение трансформатора в работу.....	15
2.3 Использование трансформатора.....	16
2.3.1 Меры безопасности при использовании трансформатора.....	16
2.3.2 Порядок действия обслуживающего персонала при выполнении задач применения трансформатора.....	16
2.3.3 Перечень режимов работы трансформатора.....	17
2.3.4 Перечень возможных неисправностей в процессе использования трансформатора по назначению и рекомендации по действиям при их возникновении.....	17
2.4 Действия в экстремальных условиях.....	18
3 Техническое обслуживание.....	18
3.1 Техническое обслуживание трансформатора и составных частей трансформатора.....	18
3.1.1 Меры безопасности при техническом обслуживании трансформатора и составных частей трансформатора.....	18
3.1.2 Общие указания.....	19
4 Текущий ремонт.....	20
4.1 Текущий ремонт трансформатора.....	20
4.1.1 Меры безопасности при текущем ремонте трансформатора и составных частей трансформатора.....	20
4.1.2 Общие указания.....	20
5 Хранение.....	21
6 Транспортирование.....	22
7 Утилизация.....	23
7.1 Меры безопасности при утилизации.....	23
7.2 Общие указания.....	24
Приложение А (справочное) Ссылочные нормативные документы.....	25
Приложение Б (обязательное) Требования к качеству жидких диэлектриков.....	27
Приложение В (рекомендуемое) Восстановление покрытия.....	30
Приложение Г (обязательное) Ревизия части активной.....	31

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее руководство по эксплуатации распространяется на трансформатор силовой масляный трехфазный герметичный типа ТМГ или ТМГФ (далее - трансформатор) мощностью до 3150 кВА включительно класса напряжения до 35 кВ включительно.

ТМГ – герметичный трансформатор с гофрированным баком.

ТМГФ – герметичный трансформатор с гофрированным баком и расположением вводов и основных элементов для КТП.

Руководство по эксплуатации предназначено для ознакомления с устройством трансформатора и устанавливает основные требования при проведении работ по погрузке, разгрузке, использованию по назначению, техническому обслуживанию, текущему ремонту, хранению, транспортировке и утилизации.

Работы должны осуществляться квалифицированным персоналом, имеющим опыт проведения данных работ в соответствии с проектом производства работ, составленным по действующим нормативным документам.

В период производства работ и сразу после их завершения необходимо оформить соответствующую нормативную документацию.

Дополнительная информация по трансформатору или составным частям предоставляется по запросу потребителя.

**ПРЕДОСТЕРЕЖЕНИЕ: ВЫСОКАЯ ОПАСНОСТЬ ПОРАЖЕНИЯ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ТОКОМ!**

В данном руководстве по эксплуатации приняты следующие сокращенные обозначения:

ЭД – эксплуатационная документация;

ВН – высшее напряжение;

НН – низшее напряжение;

УП ПБВ – устройство переключающее ПБВ;

ЗИП – запасные части, инструменты и принадлежности.

Примечание - При пользовании настоящего руководства по эксплуатации целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования - на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящим руководством по эксплуатации следует руководствоваться заменяющим (измененным) стандартом. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

1 ОПИСАНИЕ И РАБОТА

1.1 Описание и работа трансформатора

1.1.1 Назначение трансформатора

Трансформатор - статическое электромагнитное устройство, имеющее две или более индуктивно связанных обмоток и предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного тока в одну или несколько других систем переменного тока.

Трансформатор предназначен для нормальных условий работы по ГОСТ Р 52719.

По требованию потребителя трансформаторы могут быть предназначены для особых условий эксплуатации, установленных договором на поставку, и отраженных в паспорте трансформатора.

1.1.2 Технические характеристики

Технические характеристики трансформатора указаны в паспорте трансформатора.

Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора указаны в габаритном чертеже.

Трансформаторы имеют технические характеристики для нормальных условий работы по ГОСТ Р 52719.

По требованию потребителя трансформаторы могут иметь особые технические характеристики, установленные договором на поставку, и отраженные в паспорте трансформатора.

1.1.3 Состав трансформатора

Трансформатор состоит из следующих составных частей:

- часть активная;
- бак, заполненный жидким диэлектриком;
- крышка;
- вводы;
- УП ПБВ;
- арматура;
- клеммная коробка (в зависимости от модификации трансформатора);
- зажимы аппаратные штыревые (в зависимости от модификации трансформатора);
- катки (в зависимости от модификации трансформатора);
- комплект запасных частей и необходимый специальный инструмент согласно ведомости ЗИП (в зависимости от модификации трансформатора);

- контрольные, сигнальные и защитные устройства (в зависимости от модификации трансформатора);

Примечание – В зависимости от модификации трансформатора, по требованию потребителя, состав может отличаться от указанного.

1.1.4 Устройство и работа трансформатора

Трансформатор состоит из составных частей, приведенных в пункте 1.1.3.

Трансформатор – статическое электромагнитное устройство, имеющее две или более индуктивно связанных обмоток и предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного тока в одну или несколько других систем переменного тока.

1.1.5 Средства измерения, инструмент и принадлежности

Средства измерения, инструмент и принадлежности входят в состав контрольных, сигнальных и защитных устройств трансформатора описание которых приведено в пункте 1.2.

1.1.6 Маркировка и пломбирование

Основные данные трансформатора содержатся на табличке на баке трансформатора.

Дублирование заводского номера трансформатора выполнено на пластине на крышке трансформатора.

Маркировка фаз вводов ВН и НН выполнена на крышке трансформатора.

Маркировка места заземления выполнена по ГОСТ 21130 на баке трансформатора.

Маркировка строповых устройств для подъема трансформатора выполнена знаком «Место строповки».

Необходимые основные, дополнительные и информационные надписи для упакованных демонтированных составных частей и запасных частей выполнены на упаковке.

Необходимые основные, дополнительные и информационные надписи для не упакованных демонтированных составных частей и запасных частей выполнены на демонтированных составных частях и запасных частях.

На время транспортирования пломбируются:

- защитные кожуха вводов (в зависимости от модификации трансформатора);

На время гарантийного срока пломбируется:

- крышка;

- клапан предохранительный;

- кран для слива и заливки жидкого диэлектрика бака;

- маслоуказатель поплавковый.

ВНИМАНИЕ: ПРИ НАРУШЕНИИ ПЛОМБ, УСТАНОВЛЕННЫХ НА ВРЕМЯ ГАРАНТИЙНОГО СРОКА, ИЗГОТОВИТЕЛЬ ИМЕЕТ ПРАВО СНЯТЬ ГАРАНТИЮ, УСТАНОВЛЕННУЮ ДОГОВОРОМ!

1.1.7 Упаковка

Составные части трансформатора, демонтированные на время транспортирования и хранения, упаковывается в тару, обеспечивающую их сохранность в процессе транспортирования и хранения.

Примечание - Защитные кожуха вводов устанавливаются исключительно для транспортирования и хранения, предназначены исключительно для обеспечения сохранности вводов в процессе транспортирования и хранения, при подготовке трансформатора к эксплуатации демонтируются, в процессе эксплуатации не используются.

Трансформатор транспортируется и хранится без упаковки, КУ-0 по ГОСТ 23216, с обеспечением сохранности и герметичности в процессе транспортирования и хранения.

Примечание - По требованию потребителя трансформаторы могут быть упакованы для транспортирования и хранения.

Трансформатор на время транспортирования и хранения не подвергается временной противокоррозионной защите, обозначение ВЗ-0 по ГОСТ 9.014.

Эксплуатационная документация на трансформатор и его составные части, за исключением катков, упакованы не ниже КУ-2 по ГОСТ 23216.

Катки на время транспортирования и хранения крепятся к баку трансформатора.

1.2 Описание и работа составных частей трансформатора

1.2.1 Часть активная

Часть активная - единая конструкция, включающая в собранном виде остов трансформатора, обмотки с их изоляцией, отводы, части регулирующего устройства, а также все детали, служащие для их механического соединения.

Часть активная располагается в баке трансформатора.

Остов - единая конструкция, включающая в собранном виде магнитную систему со всеми деталями, служащими для ее соединения и для крепления обмоток.

Магнитная система - комплект пластин из электротехнической стали, собранных в определенной геометрической форме, предназначенный для локализации в нем основного магнитного поля трансформатора.

Обмотка - совокупность витков, образующих электрическую цепь, в которой суммируются электродвижущие силы, наведенные в витках, с целью получения высшего, среднего или низшего напряжения трансформатора.

Отводы - совокупность электрических проводников, служащих для соединения обмоток трансформатора с вводами, устройствами переключения ответвлений обмоток и другими токоведущими частями.

1.2.2 Бак

Бак - емкость, в которой размещается часть активная с жидким диэлектриком.

Бак трансформатора является несущим элементом для составных частей трансформатора.

Бак трансформатора представляет собой металлическую сварную конструкцию, состоящую из рамы, дна и боковых стенок.

Марка жидкого диэлектрика указана в паспорте трансформатора.

1.2.3 Крышка

Крышка трансформатора является несущим элементом для составных частей трансформатора.

Крышка располагается на баке трансформатора.

1.2.4 Ввод

Ввод - контактный зажим, имеющий гальваническую связь с обмотками и предназначенный для присоединения трансформатора к внешней цепи.

Вводы располагаются на крышке трансформатора.

Конструкция ввода ВН и трансформатора допускают демонтаж и установку ввода без съема крышки или верхней части бака, выемки активной части из бака и слива масла ниже прессующих элементов.

Конструкция ввода НН и трансформаторов допускают демонтаж и установку наружного изолятора ввода без съема крышки или верхней части бака, выемки активной части из бака и слива масла ниже прессующих элементов.

1.2.5 УП ПБВ

УП ПБВ - устройство, предназначенное для изменения соединений ответвлений обмоток при невозбужденном трансформаторе.

УП ПБВ располагается на крышке трансформатора.

1.2.6 Арматура

Арматура - устройство, устанавливаемое на баке и предназначенное для управления потоками рабочих сред путём изменения площади проходного сечения и предназначенное для перекрытия потока среды (жидкого диэлектрика).

Арматура располагается на баке трансформатора.

1.2.7 Клеммная коробка

Клеммная коробка применяется для удобства разводки и монтажа кабелей, присоединяемых с одной стороны от контрольных, сигнальных и защитных устройств трансформатора и с другой стороны – к щиту управления.

Клеммная коробка располагается на крышке трансформатора.

1.2.8 Зажим аппаратный штыревой

Зажим аппаратный штыревой предназначен для присоединения ввода трансформатора, выполненного в виде резьбового цилиндрического штыря, к внешней цепи, выполненной в виде плоской лапки с отверстиями.

Зажимы аппаратные штыревые располагаются на вводе трансформатора.

1.2.9 Катки

Катки - устройства для перекачки в продольном и поперечном направлениях.

Катки располагаются на дне бака трансформатора.

1.2.10 Клапан предохранительный

Клапан предохранительный предназначен для защиты бака трансформатора от разрушения, связанного с быстрым ростом в нем внутреннего давления.

Клапан предохранительный располагается на крышке трансформатора.

1.2.11 Термометр показывающий

Термометр показывающий - прибор для контроля температуры.

Термометр показывающий располагается на крышке трансформатора.

1.2.12 Термометр показывающий электроконтактный

Термометр показывающий электроконтактный - прибор для контроля температуры.

Термометр показывающий электроконтактный располагается на крышке трансформатора.

1.2.13 Маслоуказатель поплавковый

Маслоуказатель поплавковый - прибор для контроля уровня жидкого диэлектрика в баке трансформатора.

Маслоуказатель поплавковый располагается на крышке трансформатора.

1.2.14 Пробивной предохранитель

Пробивной предохранитель - разрядник, служащий для защиты внешней цепи НН с незаземленной нейтралью от появления в ней высокого потенциала в случае пробоя обмотки ВН трансформатора на обмотку НН.

Пробивной предохранитель располагается на крышке трансформатора.

1.2.15 Реле защиты

Реле защиты - прибор для защиты силовых масляных герметичных трансформаторов.

Реле защиты имеет следующие функции:

- измерение внутренней температуры жидкого диэлектрика;
- индикация изменения уровня жидкого диэлектрика;
- индикация скопления газа;
- регулируемый клапан предохранительный.

Реле защиты располагается на крышке трансформатора.

2 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

2.1 Эксплуатационные ограничения

Эксплуатация трансформаторов должна производиться в соответствии с локальными и национальными нормативными документами, при выполнении условий, указанных в настоящем руководстве по эксплуатации.

Включение трансформатора под полную нагрузку в зимнее время допускается при температуре верхних слоев жидкого диэлектрика минус 40 °С и выше. При более низких температурах верхних слоев жидкого диэлектрика в нормальных режимах работы трансформаторы должны включаться с нагрузкой не более 50% номинальной, и после прогрева жидкого диэлектрика до необходимой температуры нагрузка может быть увеличена до номинальной.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ПУТЕМ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ УП ПБВ ДО ОТКЛЮЧЕНИЯ ВСЕХ ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРА ОТ СЕТИ.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ ОСТАВЛЯТЬ УП ПБВ В ПРОМЕЖУТОЧНОМ ПОЛОЖЕНИИ И БЕЗ ФИКСАЦИИ ЕГО РУКОЯТКИ.

2.2 Подготовка трансформатора к использованию

2.2.1 Меры безопасности при подготовке трансформатора

При подготовке к использованию трансформатора дополнительно необходимо пользоваться локальными и национальными нормативными документами, при выполнении условий, указанных в настоящем руководстве по эксплуатации.

2.2.2 Подготовка трансформатора и составных частей трансформатора к монтажу

Перед началом работ по подготовке трансформатора и составных частей трансформатора к монтажу необходимо изучить ЭД на трансформатор и его составные части.

Перед началом работ по подготовке трансформатора и составных частей трансформатора к монтажу необходимо демонтировать защитные элементы, установленные на время транспортирования и провести внешний осмотр трансформатора и составных частей трансформатора. При обнаружении повреждения трансформатора или составных частей трансформатора, необходимо составить акт и связаться с изготовителем. При обнаружении утерянных составных частей трансформатора, необходимо составить акт и связаться с изготовителем.

Перед началом работ по подготовке трансформатора и составных частей трансформатора к монтажу необходимо подготовить специальную площадку или оборудование. При необходимости транспортирования трансформатора от места монтажа до места эксплуатации необходимо подготовить путь. До установки трансформатора на площадку или в оборудование и транспортированием по пути, последние должны быть приняты в соответствии с нормативными документами.

Перед началом работ по подготовке трансформатора и составных частей трансформатора к монтажу необходимо подготовить необходимое технологическое оборудование, приборы, приспособления, оснастку, инструменты и материалы.

ПРЕДОСТЕРЕЖЕНИЕ: ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ПРИБОРЫ, ПРИСПОСОБЛЕНИЯ, ОСНАСТКА, ИНСТРУМЕНТЫ И МАТЕРИАЛЫ ИЗГОТОВИТЕЛЕМ НЕ ПОСТАВЛЯЮТСЯ.

Перед началом работ по подготовке трансформатора и составных частей трансформатора к монтажу необходимо подготовить проект производства работ, составленный по действующим нормативным документам.

Перед началом монтажа необходимо установить трансформатор на площадку или в оборудование для монтажа.

Перед началом работ по подготовке трансформатора и составных частей трансформатора к монтажу необходимо подготовить материалы.

Перед началом монтажа необходимо очистить изоляторы вводов от грязи и влаги (при наличии) ветошью без ворса и уайт – спиритом по ГОСТ 3134.

Перед началом монтажа необходимо очистить оси катков от грязи и влаги (при наличии) и смазать солидолом по ГОСТ 1033.

2.2.3 Монтаж трансформатора и составных частей трансформатора

Монтаж составных частей трансформатора производится без ревизии части активной, согласно руководству по эксплуатации.

При нарушении требований настоящего руководства по эксплуатации, которые могли привести к появлению дефектов в трансформаторе, устранение которых невозможно без ревизии части активной, монтаж необходимо вести с ревизией части активной. Условия проведения ревизии части активной согласно приложению Г.

ВНИМАНИЕ: ПРОВЕДЕНИЕ РЕВИЗИИ ЧАСТИ АКТИВНОЙ В ПЕРИОД ГАРАНТИЙНОГО СРОКА ДОЛЖНО БЫТЬ СОГЛАСОВАНО С ИЗГОТОВИТЕЛЕМ. В ПРОТИВНОМ СЛУЧАЕ ИЗГОТОВИТЕЛЬ ИМЕЕТ ПРАВО СНЯТЬ ГАРАНТИЮ, УСТАНОВЛЕННУЮ ДОГОВОРом!

Рекомендации по возможности монтажа трансформатора и составных частей трансформатора при температурах окружающего воздуха ниже плюс 10 °С предоставляются по запросу потребителя.

Применяемые при монтаже уплотнения не должны иметь механических повреждений, растрескиваний и расслоений.

Затяжку метизов уплотнений необходимо производить равномерно «крест – накрест» по всему периметру. При затяжке уплотнений, при отсутствии канавок, допускается усадка уплотнений не более чем на 30 % толщины.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ МОНТАЖ УПЛОТНЕНИЙ И ЗАТЯЖКА МЕТИЗОВ УПЛОТНЕНИЙ ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ УПЛОТНЕНИЙ НИЖЕ МИНУС 10 °С!

Монтировать катки на трансформатор, для чего приподнять трансформатор. Подъем и опускание трансформатора производить краном соответствующей грузоподъемности.

Монтировать зажимы аппаратные штыревые на вводы.

Произвести перемещение трансформатора к месту эксплуатации. Перемещение трансформаторов, установленных на катки, осуществляют при помощи электролебедки или других механизмов, обеспечивающих требуемое тяговое усилие с использованием полиспафта. Во время перемещения необходимо следить за состоянием катков и их расположением на рельсах.

Подключить заземление трансформатора.

Подключить внешние цепи к термометру показывающему электроконтактному.

Подключить внешние цепи к реле защиты.

Подключить внешние цепи к клеммной коробке.

Результаты монтажа оформить актом.

Таблица 1 – Момент силы при затяжке резьбовых соединений ввода

Резьба	M8x1,25	M12x1,75	M16x2,05	M20x2,50	M30x2,00	M42x3,00	M48x3,00	M55x3,00	M75x3,00
Момент силы, Н*м	10	15	30	30	70	115	150	200	200

Примечание – предельное отклонение момента силы $\pm 10\%$.

Таблица 2 – Момент силы при затяжке резьбовых соединений крепления ввода

Резьба	M10x1,50	M12x1,75	M16x2,05
Момент силы, Н*м	15	25	40

Примечание – предельное отклонение момента силы $\pm 10\%$.

Таблица 3– Момент силы при затяжке резьбовых соединений флажка ввода

Резьба	M10x1,50	M12x1,75	M16x2,05
Момент силы, Н*м	25	40	90

Примечание – предельное отклонение момента силы $\pm 10\%$.

Таблица 4 – Момент силы при затяжке резьбовых соединений трансформатора и составных частей трансформатора (максимально допустимые значения)

Резьба	M3x0,50	M4x0,70	M5x0,80	M6x1,00	M8x1,25	M10x1,50	M12x1,75	M14x2,00	M16x2,00	M18x2,50	M20x2,50	M22x2,50	M24x3,00
Момент силы, Н*м	1,06	2,45	4,80	8,20	19,80	38,60	67,00	106,00	165,00	225,00	320,00	430,00	540,00

Примечание – предельное отклонение момента силы $\pm 10\%$.

2.2.4 Подготовка средств измерения, входящих в состав трансформатора

Уровень жидкого диэлектрика контролировать по маслоуказателю поплавковому или по реле защиты. Уровень жидкого диэлектрика на контрольных метках не должен быть ниже минимального уровня меток.

ВНИМАНИЕ: НАЛИЧИЕ В КОЛБЕ МАЛОУКАЗАТЕЛЯ ПОПЛАВКОВОГО ИЛИ РЕЛЕ ЗАЩИТЫ ЖИДКОГО ДИЭЛЕКТРИКА НЕ ЯВЛЯЕТСЯ ДЕФЕКТОМ!

Температуру жидкого диэлектрика контролировать по термометру показывающему, термометру показывающему электроконтактному или по реле защиты. Уставку на «СИГНАЛ» термометра показывающего электроконтактного или реле защиты необходимо выставить на отметку – плюс 90 °С, уставку на «ОТКЛЮЧЕНИЕ» – на отметку плюс 95 °С.

Результаты подготовки оформить актом.

2.2.5 Испытания трансформаторов

Все работы по испытаниям трансформаторов производить на окончательно собранном, залитым жидким диэлектриком трансформаторе.

Испытания и измерения производить не ранее, чем через 12 часов после всех работ, связанных со сливом или доливом жидкого диэлектрика, при температуре жидкого диэлектрика не ниже плюс 10°С.

Демонтировать арретир клапана предохранительного (в зависимости от модификации трансформатора).

Результаты оформить протоколами испытаний.

2.2.5.1 Измерение потерь холостого хода

Измерить потери холостого хода трансформатора при номинальном напряжении, при номинальном напряжении менее или равном 380 В, или при малом напряжении, при номинальном напряжении более 380 В. Для трехфазного трансформатора соотношение фазных потерь не должно отличаться от паспортных соотношений более чем на 5%. Методика проведения измерения согласно ГОСТ 3484.1.

2.2.5.2 Измерение сопротивления изоляции

Измерить сопротивление изоляции трансформатора. Действительным сопротивлением изоляции является сопротивление, измеренное через 60 с после появления на трансформаторе напряжения, при котором проводили измерение. Дополнительно измерить сопротивление изоляции, измеренное через 15 с после появления на трансформаторе напряжения, при котором проводили измерение. Сопротивление изоляции обмоток должно быть не ниже значений, приведенных в таблице 4. Методика проведения измерения согласно ГОСТ 3484.3.

Таблица 5 – Сопротивление изоляции обмоток

t, °C	10	20	30	40	50	60	70
R ₆₀ , МОм	450	300	200	130	90	60	40

2.2.5.3 Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Измерить сопротивления обмоток постоянному току на всех ответвлениях трансформатора. Перед проведением измерения необходимо произвести 5-кратную прогонку УП ПБВ по всему диапазону. Величины сопротивлений обмоток постоянному току, измеренные на одинаковых ответвлениях разных фаз при одинаковой температуре, не должны отличаться более чем на 2%, если иное не указано в паспорте. Методика проведения измерения согласно ГОСТ 3484.1.

2.2.5.4 Проверка коэффициента трансформации

Измерить коэффициент трансформации на всех ответвлениях трансформатора. Величины коэффициентов трансформации, измеренные на одинаковых ответвлениях разных фаз не должны отличаться более чем на 2%. Методика проведения измерения согласно ГОСТ 3484.1.

2.2.5.5 Измерение сопротивления изоляции цепей управления и вспомогательных цепей

Измерить сопротивление изоляции цепей управления и вспомогательных цепей мегаомметром на напряжение 1000 В. Измеренное сопротивление изоляции должно быть не менее 1 МОм.

2.2.5.6 Испытание цепей управления и вспомогательных цепей

Испытать цепи управления и вспомогательные цепи приложенным кратковременным напряжением промышленной частоты величиной 1 кВ в течении 1 минуты.

2.2.6 Включение трансформатора в работу

Если после монтажа прошло более трех месяцев, произвести испытания по п. 2.2.5.

При соответствии результатов испытаний трансформатора и составных частей трансформатора требованиям настоящего руководства по эксплуатации трансформатор может быть введён в эксплуатацию.

При несоответствии результатов испытаний трансформатора и составных частей трансформатора требованиям настоящего руководства по эксплуатации необходимо обратиться за рекомендациями к изготовителю.

Перед включением под напряжение произвести проверку действия всех предусмотренных проектом защит.

Перед включением под напряжение произвести проверку положения арматуры.

Перед включением под напряжение произвести проверку показаний всех средств измерений.

Перед включением под напряжение произвести переключение УП ПБВ на основное ответвление.

Перед включением под напряжение произвести проверку отсутствия посторонних предметов на трансформаторе.

Перед включением под напряжение произвести проверку заземления бака.

Перед включением под напряжение произвести проверку подсоединения к вводам разрядников и ограничителей перенапряжения согласно проекту.

Испытать трансформатор включением толчком на номинальное напряжение. В процессе 3-5-кратного включения трансформатора на номинальное напряжение не должны иметь место явления, указывающие на неудовлетворительное состояние трансформатора.

При удовлетворительном проведении испытания включением толчком на номинальное напряжение трансформатор может быть сдан в эксплуатацию.

При не удовлетворительном проведении испытания включением толчком на номинальное напряжение необходимо составить акт и связаться с изготовителем.

Результаты испытаний оформить протоколами испытаний.

Сдачу в эксплуатацию оформить актом с приложением всех протоколов испытаний.

2.3 Использование трансформатора

2.3.1 Меры безопасности при использовании трансформатора

При использовании трансформатора дополнительно необходимо пользоваться локальными и национальными нормативными документами, при выполнении условий, указанных в настоящем руководстве по эксплуатации.

2.3.2 Порядок действия обслуживающего персонала при выполнении задач применения трансформатора

Порядок действия обслуживающего персонала при выполнении задач применения трансформатора должен соответствовать локальным и национальным нормативным документам, при выполнении условий, указанных в настоящем руководстве по эксплуатации.

2.3.3 Перечень режимов работы трансформатора

Трансформаторы предназначены для нормальных условий работы по ГОСТ Р 52719.

По требованию потребителя трансформаторы могут быть предназначены для особых условий работы, установленных договором на поставку, и отраженных в паспорте трансформатора.

2.3.4 Перечень возможных неисправностей в процессе использования трансформатора по назначению и рекомендации по действиям при их возникновении

Таблица 6 – Перечень возможных неисправностей в процессе использования трансформатора по назначению и рекомендации по действиям при их возникновении

Неисправность	Рекомендации по действиям	Примечание
Превышение минимальной метки уровня жидкого диэлектрика на маслоуказателе поплавковым, на реле защиты	Произвести внешний осмотр трансформатора	<i>ЗАПРЕЩАЕТСЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРА А ПРИ УРОВНЕ ЖИДКОГО ДИЭЛЕКТРИКА НИЖЕ УРОВНЯ МИНИМАЛЬНОЙ МЕТКИ! ЗАПРЕЩАЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ НЕ ПОДГОТОВЛЕННОГО ЖИДКОГО ДИЭЛЕКТРИКА!</i>
	При наличии течи жидкого диэлектрика отключить трансформатор, восстановить герметичность трансформатора и восстановить соответствующий средней температуре уровень жидкого диэлектрика. Включить трансформатор	
	При отсутствии течи жидкого диэлектрика отключить трансформатор и восстановить соответствующий средней температуре уровень жидкого диэлектрика. Включить трансформатор	
Превышение температуры жидкого диэлектрика выше 95 °С на термометре показывающем	Произвести внешний осмотр трансформатора	
	При наличии загрязнения поверхности гофра отключить трансформатор, очистить поверхность и включить трансформатор	
	При наличии несоответствия нагрузки восстановить соответствие нагрузки	

Продолжение таблицы 6

Неисправность	Рекомендации по действиям	Примечание
Превышение температуры жидкого диэлектрика выше уставки на «СИГНАЛ» термометра показывающего электроконтактного, реле защиты	Произвести внешний осмотр трансформатора	
	При наличии загрязнения поверхности гофр отключить трансформатор, очистить поверхность и включить трансформатор	
	При наличии несоответствия нагрузки восстановить соответствие нагрузки	
Превышение температуры жидкого диэлектрика выше уставки на «ОТКЛЮЧЕНИЕ» термометра показывающего электроконтактного, реле защиты	Произвести внешний осмотр трансформатора	
	При наличии загрязнения поверхности гофр отключить трансформатор, очистить поверхность и включить трансформатор	
	При наличии несоответствия нагрузки восстановить соответствие нагрузки	

Неисправности в процессе использования трансформатора оформить актами.

Рекомендации по возможным неисправностям в процессе использования трансформатора по назначению не приведенные в таблице 6 предоставляется по запросу потребителя.

2.4 Действия в экстремальных условиях

При возникновении экстремальных условий необходимо отключить трансформатор и пользоваться локальными и национальными нормативными документами, при выполнении условий, указанных в настоящем руководстве по эксплуатации.

3 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

3.1 Техническое обслуживание трансформатора и составных частей трансформатора

3.1.1 Меры безопасности при техническом обслуживании трансформатора и составных частей трансформатора

При техническом обслуживании трансформатора и составных частей трансформатора дополнительно необходимо пользоваться локальными и национальными норма-

тивными документами, при выполнении условий, указанных в настоящем руководстве по эксплуатации.

3.1.2 Общие указания

Работающий трансформатор и составные части трансформатора следует подвергать техническому обслуживанию в течении всего срока службы.

Тепловизионный контроль рекомендуется производить с периодичностью не реже 1 раза в 3 года. Целесообразно проводить тепловизионный контроль при максимально возможной нагрузке трансформатора и дополнительно на холостом ходу, по СО (РД) 34.45-51.300 или СТО 34.01-23.1-001.

Для трансформаторов мощностью выше 630 кВА по решению технического руководителя рекомендуется с периодичностью не реже 1 раза в 4 года проводить измерение сопротивления изоляции трансформатора и измерение сопротивления обмоток трансформатора постоянному току, см. подраздел 2.2.5.

Для трансформаторов мощностью выше 630 кВА при неудовлетворительных результатах измерения сопротивления изоляции трансформатора по решению технического руководителя рекомендуется проводить измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток, по СО (РД) 34.45-51.300 или СТО 34.01-23.1-001.

Результаты измерений, включая динамику их изменения, должны учитываться при комплексном рассмотрении данных всех испытаний.

Трансформаторы и составные части трансформаторов без отключения должны осматриваться в следующие сроки:

- в установках с постоянным дежурным персоналом или с местным персоналом: для главных трансформаторов электростанции и подстанций, основных и резервных трансформатор собственных нужд – один раз в сутки; для остальных трансформаторов – один раз в неделю;

- в установке без постоянного дежурного персонала – не реже одного раза в месяц, а в трансформаторных пунктах – не реже одного раза в шесть месяцев.

В зависимости от местных условий и состояния трансформаторов и составных частей трансформаторов указанные сроки могут быть изменены ответственным персоналом потребителя.

При периодических осмотрах трансформатора и составных частей трансформаторов следует контролировать:

- уровень жидкого диэлектрика по маслоуказателю поплавковому или по реле защиты;

- температуру жидкого диэлектрика по термометру показывающему, термометру показывающему электроконтактному или по реле защиты;

- состояние вводов (наличие или отсутствие трещин, сколов фарфора, течей масла через уплотнения);

- состояние УП ПБВ;

- состояние клапана предохранительного;

- состояние термометра показывающего, термометра показывающего электроконтактного;
- состояние маслоуказателя поплавкового;
- состояние реле защиты;
- состояние пробивного предохранителя;
- состояние уплотнений;
- отсутствие течей жидкого диэлектрика;
- отсутствие механических повреждений;
- состояние покрытия;
- наличие постороннего шума;
- состояние заземления.

При резком снижении температуры окружающего воздуха или других резких изменениях погодных условий необходимо провести внеочередные осмотры трансформаторов и составных частей трансформаторов, при этом необходимо контролировать:

- уровень жидкого диэлектрика по маслоуказателю поплавковому или по реле защиты;
- температуру жидкого диэлектрика по термометру показывающему, по термометру показывающему электроконтактному или по реле защиты;
- состояние вводов (наличие или отсутствие трещин, сколов фарфора, течей масла через уплотнения).

4 ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ

4.1 Текущий ремонт трансформатора

4.1.1 Меры безопасности при текущем ремонте трансформатора и составных частей трансформатора

При текущем ремонте трансформатора и составных частей трансформатора дополнительно необходимо пользоваться локальными и национальными нормативными документами, при выполнении условий, указанных в настоящем руководстве по эксплуатации.

4.1.2 Общие указания

Текущие ремонты трансформаторов и составных частей трансформаторов с выводом их из работы производить:

- для главных трансформаторов электростанций и подстанций, основных и резервных трансформаторов собственных нужд – не реже одного раза в два года;
- для трансформаторов, установленных в местах усиленного загрязнения – по локальными нормативным документам;
- для всех остальных трансформаторов – по мере необходимости, но не реже одного раза в четыре года.

В зависимости от местных условий и состояния трансформаторов и составных частей трансформаторов указанные сроки могут быть изменены ответственным персоналом потребителя.

Текущий ремонт производить без ревизии активной части.

Текущий ремонт производить в следующем объеме:

- наружный осмотр и устранение обнаруженных дефектов, поддающихся устранению на месте;
- очистка изоляторов и бака;
- восстановление покрытий;
- проверка уровня жидкого диэлектрика по маслоуказателю поплавковому, реле защиты;
- проверка арматуры;
- проверка уплотнений;
- проверка вводов;
- проверка клапана предохранительного;
- проверка пробивного предохранителя;
- проверка термометра показывающего, термометра показывающего электроконтактного;
- проверка маслоуказателя поплавкового;
- проверка реле защиты;
- проверка УП ПБВ согласно ЭД изготовителя с 5-кратной прогонкой по всему диапазону.

Приемка трансформаторов после текущего ремонта проводится ответственным персоналом потребителя.

Капитальный ремонт трансформаторов и составных частей трансформаторов производить в зависимости от результатов измерений, условий работы, состояния трансформатора и данных по состоянию однотипного оборудования, работающего в аналогичных условиях.

Результаты текущего ремонта оформить актом.

5 ХРАНЕНИЕ

Началом хранения считается дата отгрузки трансформатора и составных частей трансформатора от изготовителя.

Хранение трансформатора необходимо производить по ГОСТ 23216 и по группе условий хранения 8 по ГОСТ 15150.

Хранение составных частей трансформатора необходимо производить по ГОСТ 23216 и по группе условий хранения 5 по ГОСТ 15150.

Необходимо принять меры по сокращению до минимума времени нахождения трансформатора и составных частей трансформатора в транспортном состоянии и не допускать их хранения в транспортном состоянии более 6 месяцев с даты отгрузки от изготовителя.

При хранении при отрицательных температурах трансформатор необходимо ставить на подставки, препятствующие его примерзанию к грунту. В случае примерзания необходимо перед подъемом освободить опоры от грунта.

При хранении трансформатора необходимо обеспечить регулярный контроль состояния трансформатора и составных частей трансформатора.

При хранении контролировать:

- отсутствие течей жидкого диэлектрика не реже одного раза в один месяца;
- уровень жидкого диэлектрика по маслоуказателю поплавковому или реле защиты не реже одного раза в один месяца;
- состояние покрытия.

ВНИМАНИЕ: ПРИ НАРУШЕНИИ УСЛОВИЙ ХРАНЕНИЯ В ПЕРИОД ГАРАНТИЙНОГО СРОКА РАБОТЫ ПО УСТРОЕНИЮ НАРУШЕНИЙ ДОЛЖНЫ БЫТЬ СОГЛАСОВАНЫ С ИЗГОТОВИТЕЛЕМ!

Результаты хранения оформить актом.

6 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ

Транспортирование трансформатора необходимо осуществлять по ГОСТ 23216 и ГОСТ 15150.

Условия транспортирования трансформаторов в части воздействия климатических факторов – в соответствии с группой условий хранения по ГОСТ 15150, раздел 5;

Условия транспортирования трансформаторов в части воздействия механических факторов – Ж по ГОСТ 23216.

Трансформатор поставляется герметизированным с демонтированным составными частями и полностью заполненным жидким диэлектриком.

Перевозка трансформаторов осуществляется железнодорожным, водным и автомобильным транспортом в соответствии с указаниями, изложенными в договоре.

Крепление трансформатора и демонтированных составных частей трансформатора на транспортных средствах осуществляется в соответствии с правилами, действующими на транспорте соответствующего вида.

Не допускается транспортирование трансформатора и демонтированных составных частей без крепления относительно транспортного средства.

ВНИМАНИЕ: ТРАНСФОРМАТОР ДОЛЖЕН БЫТЬ УСТАНОВЛЕН НА ТРАНСПОРТНОМ СРЕДСТВЕ СВОЕЙ ДЛИННОЙ СТОРОНОЙ ПО НАПРАВЛЕНИЮ ДВИЖЕНИЯ! ЗАПРЕЩАЕТСЯ УСТАНОВКА ТРАНСФОРМАТОРА ПЕРПЕНДИКУЛЯРНО НАПРАВЛЕНИЮ ДВИЖЕНИЯ!

**ЗАПРЕЩАЕТСЯ КАНТОВАТЬ ТРАНСФОРМАТОР!
ЗАПРЕЩАЕТСЯ ПРИ ПЕРЕВОЗКЕ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫМ ТРАНСПОРТОМ СПУСКАТЬ С ГОРКИ!**

После прибытия трансформатора и составных частей трансформатора к месту разгрузки должен быть проведен его осмотр потребителем совместно с представителем транспортирующей организации.

При осмотре особое внимание следует обратить на следующее:

- состояние крепления трансформатора и составных частей трансформатора на транспорте;
- состояние пломб;
- состояние арматуры;
- состояние уплотнений;
- состояние покрытий;
- отсутствие механических повреждений;
- отсутствие течей жидкого диэлектрика;
- состояние вводов;
- состояние пробивного предохранителя;
- состояние термометра показывающего, термометра показывающего электроконтактного;
- состояние маслоуказателя поплавкового;
- состояние реле защиты;
- состояние упаковки;
- состояние датчика удара.

Результаты осмотра оформить актом.

Погрузку и разгрузку трансформатора и составных частей трансформатора производить с соблюдением требований безопасности и мер обеспечивающих сохранность трансформатора и составных частей трансформатора.

Погрузки и разгрузку трансформатора производить краном соответствующей грузоподъемности.

Места и схемы стропления указаны в ЭД.

ВНИМАНИЕ: ТРАНСФОРМАТОР НЕОБХОДИМО ПОДНИМАТЬ ТОЛЬКО ЗА СПЕЦИАЛЬНО ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ЭТОЙ ЦЕЛИ СТРОПОВЫЕ УСТРОЙСТВА СО ЗНАКОМ «МЕСТО СТРОПОВКИ»!

Передвижение трансформатора производить только за специальные приспособления на баке для тяги трансформатора плавно, без рывков со скоростью не более 3 м/мин.

Результаты транспортирования оформить актом.

7 УТИЛИЗАЦИЯ

7.1 Меры безопасности при утилизации

При утилизации трансформатора и составных частей трансформатора дополнительно необходимо пользоваться локальными и национальными нормативными документами, при выполнении условий, указанных в настоящем руководстве по эксплуатации.

7.2 Общие указания

Трансформатор утилизировать после длительной эксплуатации, в том случае если капитальный ремонт нецелесообразен.

Утилизацию трансформатора и составных частей трансформатора осуществить согласно национальным законам по охране окружающей среды.

Утилизацию выполнить специализированными компаниями, занимающимися утилизацией трансформаторов и составных частей трансформатора, или потребителем без нанесения вреда окружающей среде.

Составные части трансформатора утилизировать в процессе эксплуатации при их повреждении, в период снятия с гарантии, либо по результатам текущего ремонта.

Жидкий диэлектрик утилизировать или регенерировать без нанесения вреда окружающей среде согласно национальным законам об утилизации или регенерации.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ ВЫЛИВАНИЕ ЖИДКОГО ДИЭЛЕКТРИКА В КАКОЙ-ЛИБО ВОДОЕМ ИЛИ КАКОЙ-ЛИБО ВИД ПОЧВЫ!

Составные части трансформатора, пропитанные жидким диэлектриком, должны быть утилизированы без нанесения вреда окружающей среде согласно национальным законам об утилизации.

Металлоконструкции утилизировать без нанесения вреда окружающей среде согласно национальным законам об утилизации.

Другие составные части трансформатора должны быть утилизированы без нанесения вреда окружающей среде согласно национальным законам об утилизации.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(справочное)

Ссылочные нормативные документы

Таблица А.1 – Ссылочные нормативные документы

Обозначение документа, на который дана ссылка	Номер раздела, подраздела, пункта, подпункта, перечисления, приложения, разрабатываемого документа, в котором дана ссылка
ВСН-342-75 «Инструкция по монтажу силовых трансформаторов напряжением до 110 кВ включительно»	приложение Г
ГОСТ 9.014-78 «ЕСЗКС. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования»	1
ГОСТ 1033-79 «Смазка солидол жировой. Технические условия»	2
ГОСТ 3134-78 «Уайт-спирит. Технические условия»	2, приложение В
ГОСТ 3484.1-88 «Трансформаторы силовые. Методы электромагнитных испытаний»	2
ГОСТ 3484.3-88 «Трансформаторы силовые. Методы измерений диэлектрических параметров изоляции»	2
ГОСТ 5985-2022 «Нефтепродукты. Метод определения кислотности и кислотного числа»	приложение Б
ГОСТ 6307-75 «Нефтепродукты. Метод определения наличия водорастворимых кислот и щелочей»	приложение Б
ГОСТ 6356-75 «Нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле»	приложение Б
ГОСТ 6370-2018 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей»	приложение Б
ГОСТ 6465-76 «Эмали ПФ-115. Технические условия»	приложение В
ГОСТ 6581-75 «Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний»	приложение Б
ГОСТ 7822-75 «Масла нефтяные. Метод определения растворенной воды»	приложение Б
ГОСТ 13344-79 «Шкурка шлифовальная тканевая водостойкая. Технические условия»	приложение В

Продолжение таблицы А.1

Обозначение документа, на который дана ссылка	Номер раздела, подраздела, пункта, подпункта, перечисления, приложения, разрабатываемого документа, в котором дана ссылка
ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды»	5, 6
ГОСТ 17216-2001 «Чистота промышленная. Классы чистоты жидкостей»	приложение Б
ГОСТ 20287-91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания»	приложение Б
ГОСТ 21130-75 «Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры»	1
ГОСТ 23216-78 «Изделия электротехнические. Хранение, транспортирование, временная противокоррозионная защита, упаковка. Общие требования и методы испытаний»	1, 5, 6
ГОСТ Р 52719-2007 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия»	1, 2
СО (РД) 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования»	3
СТО 34.01-23.1-001-2017 «Объем и нормы испытаний электрооборудования»	3

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(обязательное)

Требования к качеству жидких диэлектриков

ВНИМАНИЕ: ПРИ СМЕШИВАНИИ РАЗНЫХ МАРОК ЖИДКИХ ДИЭЛЕКТРИКОВ БЕЗ СОГЛАСОВАНИЯ С ИЗГОТВИТЕЛЕМ, ИЗГОТОВИТЕЛЬ ИМЕЕТ ПРАВО СНЯТЬ ГАРАНТИЮ, УСТАНОВЛЕННУЮ ДОГОВОРом!

Требования к качеству свежих жидких диэлектриков, подготовленных к заливке в новое электрооборудование приведены в таблице Б.1.

Требования к качеству эксплуатационных жидких диэлектриков приведены в таблице Б.2.

Требования к качеству регенерированных и очищенных жидких диэлектриков, подготовленных к заливке в электрооборудование после его ремонта приведены в таблице Б.3.

Таблица Б.1 - Требования к качеству свежих жидких диэлектриков, подготовленных к заливке в новое электрооборудование

Наименование показателя	До заливки	После заливки
1. Пробивное напряжение согласно ГОСТ 6581, кВ, не менее для класса напряжения до 35 кВ	60,0	55,0
2. Кислотное число согласно ГОСТ 5985, мг КОН/г масла, не более	0,02	0,02
3. Температура вспышки в закрытом тигле согласно ГОСТ 6356, °С, не ниже	135	135
4. Влагосодержание согласно ГОСТ 7822, % массы (г/т), не более	0,001 (10)	0,001 (10)
5. Содержание механических примесей согласно ГОСТ 6370, % (класс чистоты согласно ГОСТ 17216)	Отсутствие	Отсутствие
6. Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°С согласно ГОСТ 6581, %, не более	1,7	2,0
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей согласно ГОСТ 6307 (качественно)	Отсутствие	Отсутствие
8. Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-4-метил-фенол или ионол) согласно РД 34.43.105-89, % массы, не менее	0,20	0,18
9. Температура застывания, согласно ГОСТ 20287, °С, не выше	-	-

Таблица Б.2 - Требования к качеству эксплуатационных жидких диэлектриков

Наименование показателя	Ограничивающее область нормального состояния	Предельно допустимое
1. Пробивное напряжение согласно ГОСТ 6581, кВ, не менее для класса напряжения до 35 кВ	40,0	35,0
2. Кислотное число согласно ГОСТ 5985, мг КОН/г масла, не более	0,1	0,25
3. Температура вспышки в закрытом тигле согласно ГОСТ 6356, °С, не ниже	Снижение более чем на 5°С в сравнении с предыдущим анализом	125
4. Влагосодержание согласно ГОСТ 7822, % массы (г/т), не более	0,0015 (15)	0,0025 (25)
5. Содержание механических примесей согласно ГОСТ 6370, % (класс чистоты согласно ГОСТ 17216)	Отсутствие	Отсутствие
6. Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°С согласно ГОСТ 6581, %, не более	8,0/12,0	10,0/15,0
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей согласно ГОСТ 6307 (качественно), не более	0,014	-
8. Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-4-метил-фенол или ионол) согласно РД 34.43.105-89, % массы, не менее	0,1	-

Таблица Б.3 - Требования к качеству регенерированных и очищенных жидких диэлектриков, подготовленных к заливке в электрооборудование после его ремонта

Наименование показателя	До заливки	После заливки
1. Пробивное напряжение согласно ГОСТ 6581, кВ, не менее для класса напряжения до 35 кВ	60,0	55,0
2. Кислотное число согласно ГОСТ 5985, мг КОН/г масла, не более	0,05	0,05
3. Температура вспышки в закрытом тигле согласно ГОСТ 6356, °С, не ниже	130	130
4. Влагосодержание согласно ГОСТ 7822, % массы (г/т), не более	0,001 (10)	0,001 (10)

Продолжение таблицы Б.3

Наименование показателя	До заливки	После заливки
5. Содержание механических примесей согласно ГОСТ 6370, % (класс чистоты согласно ГОСТ 17216)	Отсутствие	Отсутствие
6. Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°С согласно ГОСТ 6581, %, не более	5,0	6,0
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей согласно ГОСТ 6307 (качественно)	Отсутствие	Отсутствие
8. Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-4-метил-фенол или ионол) согласно РД 34.43.105-89, % массы, не менее	0,20	0,18
9. Температура застывания, согласно ГОСТ 20287, °С, не выше	-	-

ПРИЛОЖЕНИЕ В (рекомендуемое)

Восстановление покрытия

Работы по восстановлению покрытия производить при температуре окружающего воздуха от плюс 5 до плюс 30 °С, относительной влажности воздуха не более 80% при отсутствии осадков, тумана, росы и воздействия агрессивных агентов.

Работы по восстановлению покрытия производить при температуре окрашиваемой поверхности выше температуры точки росы не менее чем на 3 °С.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ НАНОСИТЬ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ НА ПОКРЫТЫЕ ИНЕЕМ И ЛЬДОМ ПОВЕРХНОСТИ!

При проведении работ по восстановлению покрытия при температуре ниже плюс 15 °С лакокрасочные материалы предварительно выдержать в помещении с температурой окружающего воздуха выше плюс 15 °С, при этом лакокрасочные материалы наносить небольшими партиями для обеспечения температуры лакокрасочных материалов выше плюс 15 °С.

В качестве эмалевых лакокрасочных материалов применять эмаль ПФ-115 по ГОСТ 6465 или аналог (далее - эмаль), в два слоя. Цвет: RAL 7035. Толщина покрытия равна от 36 до 46 мкм.

Восстановление покрытия, поврежденного до металла:

- очистить поверхность ветошью без ворса и уайт – спиритом по ГОСТ 3134;
- сушить 5 минут;
- произвести механическую подготовку поверхности при помощи шлифовальной бумаги 14А зернистостью не более 6-Н по ГОСТ 13344;
- очистить поверхность ветошью без ворса и уайт – спиритом по ГОСТ 3134;
- очистить поверхность ветошью без ворса;
- подготовить эмаль: перемешать эмаль не менее 5 минут до однородного состояния. При необходимости эмаль разбавить уайт – спиритом по ГОСТ 3134;
- нанести эмаль;
- сушить 24 часа при температуре плюс 20±2 °С. При температуре ниже плюс 20±2 °С время сушки увеличивается.
- нанести второй слой эмали;
- сушить 24 часа при температуре плюс 20±2 °С. При температуре ниже плюс 20±2 °С время сушки увеличивается.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(обязательное)

Ревизия части активной

ВНИМАНИЕ: ПРОВЕДЕНИЕ РЕВИЗИИ ЧАСТИ АКТИВНОЙ В ПЕРИОД ГАРАНТИЙНОГО СРОКА ДОЛЖНО БЫТЬ СОГЛАСОВАНО С ИЗГОТОВИТЕЛЕМ. В ПРОТИВНОМ СЛУЧАЕ ИЗГОТОВИТЕЛЬ ИМЕЕТ ПРАВО СНЯТЬ ГАРАНТИЮ, УСТАНОВЛЕННУЮ ДОГОВОРом!

Ревизия части активной – совокупность работ по демонтажу, осмотру, измерениям, испытаниям и устранению выявленных дефектов активной части, с последующим монтажом активной части.

Ревизию части активной рекомендуется проводить в закрытом, сухом, защищенном от пыли и атмосферных осадков помещении.

Началом ревизии части активной следует считать демонтаж любой составной части, открывающей доступ окружающего воздуха в трансформатор.

Окончанием ревизии части активной следует считать монтаж всех составных частей, прекращающих доступ окружающего воздуха в трансформатор.

Условия проведения ревизии части активной приведены в таблице Г.1.

Таблица Г.1 - Условия проведения ревизии части активной

Размещение трансформатора	При температуре окружающего воздуха, °С						
	от плюс 20 и более		от 0 до плюс 20		ниже 0	независимо от температуры	
	При относительной влажности воздуха, %						
	менее 65	от 65 до 80	менее 65	от 65 до 80	независимо от влажности	более 80	дождь, туман
В помещении	выполнить		выполнить		выполнить	выполнить	
	а		в	в	г	д	д
Вне помещения	выполнить		выполнить		выполнить	выполнить	работы запрещены
	а, б	в	д	д	г, б	д, б	

Буквы а, б, в, г, д указывают на выполнение следующих требований:

а) температура части активной равна или выше температуры окружающего воздуха;

б) монтажные работы при слитом жидком диэлектрике производить в ясную погоду. При ненастной погоде над трансформатором соорудить шатер. Температуру и относительную влажность воздуха измерять каждый час;

в) перед началом работ часть активную прогреть до температуры, измеренной на верхнем ярме, превышающей температуру окружающего воздуха не менее, чем на 10 °С;

г) перед началом работ часть активную прогреть до установленной температуры (не менее плюс 20 °С);

д) во время работ прогреть часть активную, чтобы температура, измеренная на верхнем ярье, была выше температуры окружающего воздуха не менее, чем на 10 °С.

Прогрев проводить по ВСН-342-75 «Инструкция по монтажу силовых трансформаторов напряжением до 110 кВ включительно».

Продолжительность работ, проводимых на трансформаторе при слитом жидком диэлектрике и соблюдении условий, приведенных в таблице Г.1, не должна превышать времени, указанного в таблице Г.2.

Таблица Г.2 - Продолжительность работ

Продолжительность соприкосновения части активной с окружающим воздухом ч, не более			
При относительной влажности воздуха и температуре окружающего воздуха выше 0 °С, %			При температуре окружающего воздуха ниже 0 °С
до 65	от 65 до 75	более 75	12
24	26	12	

Температура части активной, измеренная на верхнем ярье, во время ревизии части активной должна превышать точку росы окружающего воздуха не менее чем на 10 °С.

Измерение температуры части активной производить термометром любого типа (кроме ртутного) на верхнем ярье магнитной системы.

Измерение температуры окружающего воздуха и относительной влажности воздуха производить каждый час.

Измерение относительной влажности воздуха производить непосредственно перед ревизией активной части.

Измерение температуры окружающего воздуха производить термометром любого типа (кроме ртутного).

Измерение относительной влажности воздуха производить аспирационным психрометром любого типа.

Демонтировать составные части УП ПБВ, если они мешают подъему части активной.

Отключить контрольные кабели, демонтировать крепление металлорукава с кабелями, если они мешают подъему части активной.

Слить жидкий диэлектрик из бака в чистые емкости.

Произвести подъем части активной за строповые устройства на крышке. Подъем производить в строгом соответствии с габаритным чертежом, при подъеме следить за равномерностью зазора между баком и частью активной. Не допускается подъем с перекосом.

Установить часть активную на деревянных подкладках, выложенных горизонтально по уровню.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ ПРОВОДИТЬ РАБОТЫ НА ЧАСТИ АКТИВНОЙ НАХОДЯЩЕЙСЯ НА «ВЕСУ»!

Монтировать временные стеллажи с перилами, обеспечивающими безопасную работу при ревизии части активной, при необходимости.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАТЬ В КАЧЕСТВЕ ОПОР ЭЛЕМЕНТЫ ЧАСТИ АКТИВНОЙ!

Произвести проверку затяжку стяжных элементов остова, затяжку стяжных элементов осевой прессовки обмоток, крепление отводов и других элементов части активной. При наличии дефектов устранить их.

Произвести визуальный осмотр доступных частей обмоток, отводов и других элементов части активной. При наличии дефектов устранить их.

Произвести проверку УП ПБВ согласно ЭД изготовителя. При наличии дефектов устранить их.

Измерить сопротивление стяжных элементов остова, предварительно демонтировав заземление, относительно магнитной системы и балок ярем. После проведения измерения монтировать заземление.

Измерить сопротивление балок ярем, предварительно демонтировав заземление, относительно магнитной системы. После проведения измерения монтировать заземление.

Промыть часть активную подготовленным жидким диэлектриком.

Удалить остатки жидкого диэлектрика в баке, промыть и очистить внутренние поверхности ветошью без ворса.

Произвести подъем части активной за строповые устройства на крышке. Подъем производить в строгом соответствии с габаритным чертежом, при подъеме следить за равномерностью зазора между баком и частью активной. Не допускается подъем с перекосом.

Установить часть активную в бак.

Монтировать демонтированные составные части.

Произвести безвакуумную заливку подготовленного жидкого диэлектрика в бак через арматуру в нижней части бака:

- перевести положение арматуры из положения «ЗАКРЫТО» в положение «ОТКРЫТО»;

- открыть воздухопускные пробки;

- подать подготовленный жидкий диэлектрик со скоростью не более 3 м³/ч и температурой не ниже плюс 10 °С;

- остановить подачу жидкого диэлектрика при достижении соответствующего температуре уровня жидкого диэлектрика на контрольных метках маслоуказателя поплавкового или реле защиты;

- перевести положение арматуры из положения «ОТКРЫТО» в положение «ЗАКРЫТО»;

- выпустить воздух из всех предусмотренных конструкцией трансформатора воздухопускных пробок и вводов.

Результаты ревизии части активной оформить актом.

