Содержание

	с.
1 Описание и работа трансформатора	3
2 Подготовка трансформатора к использованию	7
3 Использование трансформатора	13
4 Техническое обслуживание	16
5 Консервация	17
6 Хранение	17
7 Транспортирование	17

Настоящее руководство по эксплуатации (РЭ) предназначено для изучения и руководства при монтаже и эксплуатации трансформатора тока серии ТФЗМ (в дальнейшем именуемого "трансформатор").

При изучении трансформатора и его эксплуатации дополнительно к РЭ использовать приложение, паспорт на трансформатор, а также “Правила устройства электроустановок” (ПУЭ); НПАОП 40.1-1.21-98 “Правила безопасной эксплуатации электроустановок потребителей”; НПАОП 40.1-1.01-97 “Правила безопасной эксплуатации электроустановок”; ГКД 34.20.507-2003 “Техническая эксплуатация электрических станций и сетей. Правила”.

1 Описание и работа трансформатора

1.1 Назначение трансформатора

1.1.1 Трансформатор предназначен для наружной установки в открытых распределительных устройствах для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления в установках переменного тока частоты 50 или 60 Hz.

Структура условного обозначения типоисполнения трансформатора:

Т Ф З М Х Х - Х - Х/Х - Х/Х Х Х

- Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ15150-69 и ГОСТ15543.1-89
- Номинальный вторичный ток в амперах
- Номинальный первичный ток в амперах
- Номинальный класс точности
- Номер конструктивного варианта исполнения
- Буквы (А, Б, В) обозначают категорию электрооборудования по степени загрязнения внешней изоляции по ГОСТ 9920-89
- Номинальное напряжение в киловольтах
- Маслонаполненный
- Вторичная обмотка звеньевого типа
- Фарфоровая покрышка
- Трансформатор тока

1.1.2 Номинальные значения климатических факторов:

- высота над уровнем моря до 1000 m;
- верхнее и эффективное значения температуры окружающего воздуха

для трансформатора климатических исполнений соответственно:

- 45 °С и 40 °С – У1; 50 °С и 50 °С – Т1; 40 °С и 40 °С – ХЛ1;

- нижнее значение температуры окружающего воздуха для трансформатора климатических исполнений:

минус 50 °С – У1; минус 10 °С – Т1; минус 60 °С – ХЛ1;

- тяжение проводов (в горизонтальном направлении в плоскости выводов первичной обмотки) для трансформаторов на класс напряжения:

- от 33 до 35 kV до 500Н;
- от 66 до 220 kV до 1000 Н;
- 500 kV до 1500 Н;
- скорость ветра не более 40 m/s (50 m/s - для ТФЗМ 132Б-Т1 и ТФЗМ 500А-IIT1, ТФЗМ500Б-IIT1).

Для ТФЗМ 220 Б - IIT1:

- среднегодовое значение относительной влажности, % - 80 при 27 °С
- верхнее значение относительной влажности, % - 100 при 35 °С
- сейсмостойкость - 8 баллов по шкале MSK-64

1.2 Основные параметры и размеры

1.2.1 Основные параметры должны соответствовать указанным в приложении.

По согласованию с заказчиком трансформатор может быть изготовлен в классе точности 0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S; 1; 5P;10P.

Номинальная нагрузка вторичных обмоток может изменяться в соответствии с ДСТУ ГОСТ 7746-2003 и ГОСТ 7746-2001.

1.2.2 Габаритные, установочные, присоединительные размеры, масса трансформаторов и трансформаторного масла приведены в приложении.

1.3 Технические характеристики

1.3.1 Номинальные значения климатических факторов приведены в разделе 1.1.2.

1.3.2 Окружающая среда должна соответствовать типу атмосферы I или II по ГОСТ 15150-69.

1.3.3 Трансформаторы должны соответствовать требованиям ГОСТ 1516.1-76 в части стойкости изоляции первичной обмотки к тепловому пробою.

1.3.4 Изоляция обмоток бумажно-масляная звеньевого типа.

1.3.5 Размеры первичных выводов приведены на рисунках в приложении.

1.3.6 Допускается длительная перегрузка трансформаторов по току на 20 % больше номинального значения при температуре окружающего воздуха не выше 20 ºС для всех типов и климатических исполнений трансформаторов.

1.4 Состав трансформатора

1.4.1 Перечень основных составных частей трансформатора приведен в приложении.

1.5 Устройство трансформатора

1.5.1 Расположение основных составных частей трансформатора приведено в приложении.

1.5.2 У трансформаторов, предназначенных для работы с двумя и тремя коэффициентами трансформации, предусмотрена возможность переключений на первичной обмотке путем соединения шин наружными или внутренними перемычками по схемам таблицы 4 или на всех вторичных обмотках (ТФЗМ 110Б-IIIУ1;ТФЗМ 110Б-IIIХЛ1;) или на вторичной измерительной обмотке (ТФЗМ 33А-Т1;ТФЗМ 110Б-IVУ1;ТФЗМ 110Б-IVХЛ1;ТФЗМ 110Б-IVТ1) путем присоединения к необходимым выводам вторичной обмотки.

Примечания. 1 Трансформатор ТФЗМ 33А-Т1 на номинальные первичные токи 100, 150, 200, 300, 400, 600, 1200 А имеет на вторичной измерительной обмотке ответвление в классе точности 1 при вторичной нагрузке 30 V·A, рассчитанное соответственно на токи 75, 100, 150, 200, 300, 400, 800 А.

Примечание. 2 У трансформаторов ТФЗМ 110Б-IVУ1; ТФЗМ 110Б-IVХЛ1; ТФЗМ 110Б-IVТ1 ответвление измерительной обмотки рассчитано на половину номинального тока (для 750 и 1500 А соответственно 400 и 800 А).

Примечание. 3 Трансформатор, отправляемый с предприятия-изготовителя, соединен перемычками на наибольший первичный ток.

1.5.3 Вторичные обмотки, обозначенные $1И_1$-$1И_n$ (где n=2; 3) предназначены для измерения, остальные – для защиты. По требованию заказчика количество и маркировка обмоток для измерения и защиты может быть изменено.

1.5.4 Верхняя цилиндрическая часть трансформатора представляет собой расширитель для масла, который обеспечивает компенсацию температурных изменений объема масла.

1.5.5 Трансформатор заполнен трансформаторным маслом. Уровень масла, ненагруженного трансформатора при температуре 20 °С должен находиться против красной черты маслоуказателя или на 5mm выше. На каждые 10 °С повышения или понижения температуры уровень масла соответственно повышается или понижается у трансформатора на класс напряжения:

- от 33 до 110 kV – на 10 mm
- от 132 до 500 kV – на 25 mm

1.5.6 Коробки вторичных выводов закрыты крышками. На основании расположены две таблички: табличка с техническими данными трансформатора и табличка сертификации.

1.5.7 Воздухоосушитель - это влагопоглащающий фильтр, предотвращающий свободный доступ воздуха в трансформатор. Нижняя часть трубки стеклянной заполнена силикагелем КСКГ, который поглощает влагу, верхняя часть трубки заполнена силикагелем-индикатором, который при насыщении влагой меняет цвет с голубого на розовый (рисунок 1).

1.5.8 Через масловыпускной патрубок или через кран производится слив и отбор проб масла.

Перед отбором проб масла на масловыпускном патрубке или кран необходимо снять пломбу. После отбора масла службой эксплуатации пломбу установить на прежнее место, с последующей записью в эксплуатационном журнале.

1.5.9 Основание – это несущая опорная конструкция, на которой предусмотрен болт заземления, обозначенный знаком ⏚.

1.5.10 Кабельная муфта рассчитана для разделки в ней концов подводимого кабеля диаметром не более 25 mm.

1.5.11 Кольцо защитное обеспечивает стабильность разрядных характеристик и служит для координации разрядного напряжения, применяется в трансформаторах: ТФЗМ 220Б-IIIУ1, ТФЗМ 220Б-IIIХЛ1, ТФЗМ 500Б-IУ1, ТФЗМ 500Б-IХЛ1; ТФЗМ 500Б-IIУ1; ТФЗМ 500А-IIТ1, ТФЗМ 500Б-IIТ1.

1.5.12 Трансформатор на 500 kV выполнен в виде двух ступеней: нижней и верхней.

Верхняя ступень состоит из первичной и вторичной обмоток, имеет основание для соединения с нижней ступенью и общий маслорасширитель для двух ступеней.

На маслорасширителе верхней ступени трансформатора ТФЗМ 500Б-II У1 предусмотрены места для установки подвесного разъединителя и заземлителя.

Подвесной разъединитель должен быть подсоединен к выводу $Л_1$.

Нижняя ступень имеет: первичную и четыре вторичных обмоток; два основания: верхнее (для соединения с верхней ступенью) и нижнее; временный расширитель масла (на время транспортирования и хранения).

Между выводами промежуточных обмоток устанавливается разрядник вентильный РВО-3, предназначенный для защиты изоляции от токов неудаленных коротких замыканий.

2 Подготовка трансформатора к использованию

2.1 Меры безопасности при подготовке трансформатора к использованию

2.1.1 Эксплуатация и обслуживание трансформатора разрешается лицам, прошедшим специальную подготовку и ознакомившимся с требованиями следующих документов:

- “Правила устройства электроустановок” (ПУЭ);
- НПАОП 40.1-1.21-98 “Правила безопасной эксплуатации электроустановок потребителей”;
- НПАОП 40.1-1.01-97 “Правила безопасной эксплуатации электроустановок”;
- ГКД 34.20.507-2003 “Техническая эксплуатация электрических станций и сетей. Правила”.

2.1.2 При протекании тока по первичной обмотке трансформатора не допускается:

1) выполнять переключения на выводах вторичных обмоток и цепей заземления;

2) размыкание его вторичной цепи для предотвращения возникновения напряжения между разомкнутыми выводами вторичных обмоток, которое опасно для жизни обслуживающего персонала и приводит к повреждению трансформатора. Вторичные обмотки должны быть либо подсоединены к приборам, либо замкнуты накоротко медным проводом, сечением не менее 2,5 mm^2.

2.1.3 Перед включением в работу заземлить трансформатор, присоединив к болту заземления, имеющемуся на основании, контур заземления.

2.1.4 На табличке трансформатора нанесена предупреждающая надпись: **“Внимание! Опасно! На разомкнутой обмотке высокое напряжение!”** и на крышках, закрывающих коробки вторичных выводов нанесен предупреждающий знак **“Осторожно! Электрическое напряжение!”**

2.1.5 При проведении испытаний и измерений в эксплуатации обязательно отключить трансформатор от сети высокого напряжения.

2.2 Правила и порядок осмотра и проверки готовности трансформатора к использованию.

2.2.1 На каждый трансформатор, прибывший к месту эксплуатации, завести “Дело”, в котором хранить все документы, имеющие к нему отношение, в том числе результаты проверок, испытаний, осмотров, описание неполадок и принятых мер к их устранению. При этом должны указываться дата выполнения работы, фамилия и должность лиц, ее выполнявших. Срок хранения “Дела” не должен быть меньше срока эксплуатации трансформатора.

2.2.2 В минимальный срок по прибытии к месту назначения, до разгрузки проверить:

1) цвет шок-индикатора. Шок-индикатор установлен на одном из упоров упаковки, раскрепляющих трансформатор (по фарфору);

2) состояние крепления трансформатора на платформе или на другом виде транспорта;

3) отсутствие повреждений фарфоровой покрышки, фарфоровых втулок на первичных выводах, изоляторов вторичных выводов, расположенных на основании трансформатора, стекол маслоуказателя и воздухоосушителя, наличия масла;

4) наличие и целостность пломб (в том числе и пломбы Госповерителя);

5) отсутствие следов течи масла;

6) наличие эксплуатационной документации;

2.2.3 Окрашивание шок-индикатора в красный цвет сигнализирует, что изделие во время транспортирования или разгрузки подвергалось удару, по силе превышающей допустимое значение.

При обнаружении красного цвета шок-индикатора или дефектов в трансформаторе по пункту 2.2.2 составить протокол совместно с представителем организации, занимающейся транспортированием трансформатора и сообщить предприятию-изготовителю для принятия решения по использованию трансформатора.

2.2.4 Произвести разгрузку трансформатора.

Подъем трансформатора осуществлять только за подъемные приспособления, расположенные на основании. При этом отклонение трансформатора от вертикального положения более чем на 15° недопустимо.

Подъем полностью собранного трансформатора из двух ступеней не допускается.

2.2.5 Трансформатор распаковать и проверить комплектность согласно паспорту.

2.2.6 Протереть тщательно покрышку и весь трансформатор в целях удаления пыли, грязи и поверхностной влаги.

2.2.7 Убедиться путем наружного осмотра в отсутствии повреждений фарфоровой покрышки, выводов, воздухоосушителя, маслоуказателя, течи масла.

Неисправности устранить согласно таблице 3.

2.2.8 Проверить уровень масла в стакане стеклянном воздухоосушителя, который на 3-4 mm должен перекрывать нижнюю часть корпуса. При понижении уровня дозалить стакан сухим трансформаторным маслом (рисунок 1).

2.3 Монтаж трансформатора

Работы по монтажу и вводу в эксплуатацию трансформатора на класс напряжения 500 kV выполнять с участием представителя завода-изготовителя.

2.3.1 Трансформатор установить на фундамент или опорные конструкции и закрепить с помощью анкерных болтов. При этом выводы первичной обмотки не должны испытывать изгибающих усилий от подводимых шин.

2.3.2 Размеры фундамента и опорных конструкций выбираются заказчиком, исходя из местных условий.

Примечание. 1 Анкерные болты для крепления трансформатора в комплект поставки предприятия-изготовителя не входят.

Примечание. 2 Анкерные болты не являются заземляющим элементом.

2.3.3 Место для установки трансформатора должно обеспечивать доступ к коробкам вторичных выводов и выводам вторичных обмоток из внутренней полости трансформатора.

2.3.4 Произвести установку демонтированных на время транспортирования частей трансформатора в соответствии с рисунками приложения.

2.3.5 У трансформатора климатического исполнения Т установить козырек маслоуказателя так, чтобы на протяжении всего периода эксплуатации прямые солнечные лучи не попадали на масло.

2.3.6 У трансформатора с несколькими коэффициентами трансформации при необходимости произвести переключения секций первичной обмотки по схемам таблицы 4, предварительно распломбировав, или произвести переподсоединение кабеля к выводам вторичной обмотки согласно схеме на табличке

трансформатора. После окончания работ установить пломбы службой эксплуатации с последующей записью в эксплуатационном журнале.

2.3.7 Трансформатор на 500 kV имеет особенности монтажа.

2.3.8 Монтаж нижней ступени трансформатора:

1) слить масло из временного расширителя через кран, находящийся в нижней части и снять расширитель;

2) закрыть патрубок, служащий для соединения с временным расширителем. В качестве заглушки использовать пластину и резиновую прокладку, закрывающие патрубок, служащий для соединения внутренних полостей верхней и нижней ступеней;

3) проверить надежность соединения вывода первичной обмотки $5И_2$ с болтом заземления на основании;

4) установить нижнюю ступень на опорные конструкции по отвесу и надежно закрепить;

5) установить муфты кабельные;

6) заземлить ступень, используя для этого болт заземления, расположенный на основании.

2.3.9 Монтаж верхней ступени трансформатора:

1) вместо заглушки на крышке маслорасширителя установить второй воздухоосушитель, предварительно снятый с временного расширителя нижней ступени;

2) убедившись, что кран, расположенный на основании, закрыт, снять с него заглушку;

3) установить кольцо защитное, предварительно сняв экран, закрывающий место стыка маслорасширителя и покрышки;

4) проверить надежность соединения вывода вторичной обмотки $6И_2$ с болтом заземления на основании;

5) установить верхнюю ступень на нижнюю и надежно закрепить;

6) соединить патрубок с патрубками верхней и нижней ступеней;

7) открыть кран между верхней и нижней ступенями и проверить уровень масла на маслоуказателе (1.5.5). Неисправности устранить согласно таблице 3.

8) установить перемычки, соединяющие выводы вторичной обмотки верхней ступени с выводами первичной обмотки нижней ступени;

9) разрядник прикрепить к пластине верхнего основания нижней ступени при помощи хомута и двух болтов М8х30, закрепленных на разряднике и соединить его перемычками с выводом вторичной обмотки $6И_1$ и бобышкой заземления на верхнем основании нижней ступени согласно приложению к РЭ;

10) установить экран, закрывающий стык ступеней (на время транспортирования он надет на покрышку нижней ступени), соединить провод, закрепленный на экране с бобышкой заземления на основании.

2.3.10 Подвести кабель к выводам вторичных обмоток через кабельные муфты.

2.3.11 Электрические присоединения произвести после предварительной очистки всех контактных поверхностей от грязи сухой ветошью.

2.3.12 К выводам первичной обмотки подсоединить подводящие шины, при этом выводы первичной обмотки не должны испытывать изгибающих усилий от подводимых шин.

2.3.13 Произвести необходимые испытания в соответствии с 2.5.

2.4 Порядок включения трансформатора в работу

2.4.1 Включение трансформатора в сеть может быть произведено только после:

- окончания всех монтажных работ, проверки технического состояния в соответствии с настоящим РЭ и оформления соответствующего акта;
- проверки правильности подключения трансформатора к линии электрической сети;
- выполнения заземления трансформатора;
- обеспечения безопасности обслуживающего персонала.

2.4.2 Во время работы вторичные обмотки трансформатора должны быть всегда замкнуты на приборы или закорочены.

2.5 Проведение пуско-наладочных и эксплуатационных испытаний

2.5.1 Для оценки технического состояния трансформатора перед вводом в эксплуатацию и в процессе эксплуатации проводить испытания, объем, периодичность и нормы которых приведены в таблицах 1, 2.

Таблица 1 – Объем и периодичность пуско-наладочных и эксплуатационных испытаний

Наименование испытаний	Периодичность испытания	
	в первые два года эксплуатации	в последующие годы эксплуатации
1 Измерение пробивного напряжения ($U_{пр}$) и tgδ трансформаторного масла 2 Измерение сопротивления изоляции ($R_{изол}$) первичной и вторичных обмоток 3 Измерение tgδ главной изоляции	Один раз в год	Один раз в три года
4 Измерение тока намагничивания в контрольной точке ($I_м$) 5 Измерение сопротивления изоляции ($R_{изол.н.с.}$) между выводами первичной обмотки нижней ступени $5И_1$-$5И_2$ и верхним основанием нижней ступени каскадных трансформаторов	Перед вводом в эксплуатацию	

2.5.2 Для измерений и испытаний необходимы следующие приборы и приспособления:

2.5.2.1 Трансформатор испытательный с $U_н \geq 10$ kV.

2.5.2.2 Автотрансформатор регулировочный

2.5.2.3 Мост переменного тока для измерений тангенса угла диэлектрических потерь (tg δ) главной изоляции.

2.5.2.4 Гальванометр вибрационный.

2.5.2.5 Мегаомметр на напряжение 1000 V и 2500 V.

2.6 Методы испытаний и проверок

2.6.1 Измеренные значения tgδ и $U_{пр.}$ масла должны соответствовать данным приведенным в таблице 2.

2.6.2 Проверка сопротивления изоляции:

– вторичных обмоток относительно друг друга и относительно заземленных частей (магнитопроводов, других вторичных обмоток и основания);

– первичной обмотки относительно заземленных частей (магнитопроводов, вторичных обмоток, основания).

Измеренные сопротивления должны соответствовать приведенным в таблице 2.

2.6.3 Измерение tgδ главной изоляции производится при помощи моста переменного тока по прямой схеме при этом к выводу моста “C_x” подключить вывод заземления магнитопроводов и все выводы вторичных обмоток, а основание трансформатора заземлить в соответствии со схемами 1, 2, 3.

Измеренный tgδ главной изоляции должен соответствовать данным, приведенным в таблице 2.

Значение tgδ главной изоляции, измеренное при температуре от 10 °С до 45 °С, необходимо привести к температуре 20 °С по формуле

$$tg\delta_{20} = tg\delta_t - \alpha\,(t - 20), \qquad (1)$$

где $tg\,\delta_{20}$ - тангенс угла диэлектрических потерь при температуре 20 ºС;

$tg\,\delta_t$ - тангенс угла диэлектрических потерь, измеренный при температуре (t);

α - относительный коэффициент приращения tgδ изоляции трансформатора на напряжения:

- от 33 kV до 35 kV - 0,065
- от 66 kV до 110 kV - 0,040
- от 132 kV до 150 kV - 0,020
- от 220 kV до 500 kV - 0,012

t – температура измерения тангенса угла диэлектрических потерь, ºС;

2.6.4 Измерение тока намагничивания вторичных обмоток для защиты.

Для измерения тока намагничивания к испытуемой вторичной обмотке, при разомкнутой первичной обмотке, приложить напряжение, значение которого указано в таблице приложения. При испытании одной из вторичных обмоток все остальные вторичные обмотки должны быть закорочены и подсоединены вместе с землей магнитопроводов к заземленному основанию в соответствии со схемой 3.

Измеренный ток намагничивания должен соответствовать приведенному в приложении к РЭ.

Таблица 2

Наименование параметра	Норма для трансформатора на класс напряжения, kV							
	33	35	66	110	132	150	220	500
1 tgδ главной изоляции при 20 °C, %, не более:								
1) предельное значение при вводе в эксплуатацию	2,2		2,2		1,65		1,1*)	
2) в эксплуатации	2,5		2,5		2		1,5*)	
2 $U_{пр}$ масла, kV, не менее:								
1) перед заливкой в трансформатор	35		60				65	65
2) при вводе в эксплуатацию	30		55				60	60
3) в эксплуатации	25		35				45	45
3 tgδ масла при 90 °C, %, не более:								
1) перед заливкой в трансформатор	1,7							0,5
2) при вводе в эксплуатацию	2,2							0,9
3) в эксплуатации	5							3,0
4 Сопротивление изоляции вторичных обмоток, MΩ, не менее								
1) при вводе в эксплуатацию	50/1 **)							
2) в эксплуатации								
5 Сопротивление изоляции первичной обмотки, MΩ, не менее								
1) при вводе в эксплуатацию	1000		3000					5000
2) в эксплуатации	500		1000					3000
6 Сопротивление изоляции промежуточных обмоток при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации, MΩ, не менее	-							1

*) На напряжение 500 kV для каждой ступени отдельно
**) Норма дана с подключенными вторичными цепями

3 Использование трансформатора

3.1 Порядок контроля работоспособности трансформатора

3.1.1 Содержать трансформатор в чистоте. Периодически, при отключении трансформатора от сети, производить обтирку фарфоровой покрышки от пыли и копоти.

3.1.2 Производить периодический осмотр трансформатора согласно нормам потребителя.

3.1.3 Производить профилактические испытания один раз в три года с обязательным выполнением требований настоящего раздела.

Профилактические испытания провести в соответствии с 2.5, при этом результаты измерений сравнить с полученными ранее.

Вопрос о возможности дальнейшей эксплуатации трансформатора, у которого измеренные характеристики и параметры ниже указанных норм, необходимо решать с предприятием-изготовителем.

3.1.4 Проверять периодически уровень масла в стекле маслоуказателя.

3.1.5 Проверять периодически состояние силикагеля в воздухоосушителе. В случае изменения цвета силикагеля-индикатора в воздухоосушителе с голубого на розовый, заменить его и силикагель КСКГ новым или восстановленным. Для этого необходимо:

- отсоединить воздухоосушитель от патрубка;
- снять стакан стеклянный, слить масло и заменить его сухим маслом;
- снять гайку со шпильки воздухоосушителя;
- снять трубку стеклянную и удалить из нее старый силикагель, очистить внутреннюю поверхность трубки от загрязнений и влаги, заполнив ее новым или восстановленным силикагель-индикатором и силикагелем КСКГ (рисунок 1);
- произвести сборку и подсоединить воздухоосушитель, при этом, обратив внимание на уровень масла в стакане стеклянном, который на 3-4 mm должен перекрывать нижнюю часть корпуса воздухоосушителя (рисунок 1).

3.1.6 Сушка нового силикагеля или восстановление примененного производится прокаливанием при температуре 150 °С в течение восьми часов или при температуре 300 °С в течение двух часов. Перед сушкой новый силикагель-индикатор должен быть пропитан раствором хлористого кобальта.

3.1.7 Следить, чтобы выводы вторичных обмоток трансформатора были замкнуты на измерительные приборы или закорочены. При несоблюдении этого условия на разомкнутых выводах вторичных обмоток при работе трансформатора возникает напряжение, опасное для жизни обслуживающего персонала и изоляции вторичных обмоток.

3.1.8 После сквозного тока короткого замыкания или случайного размыкания вторичных цепей магнитопроводы трансформатора могут намагничиваться. От этого погрешности трансформатора возрастут. Размагничивание сердечников для получения первоначальной точности произвести по 4.3.

3.1.9 Проверить качество уплотнений трансформатора. При обнаружении течей масла устранить их согласно таблице 3.

Таблица 3 - Возможные неисправности и способы их устранения

Признаки и неисправности	Вероятная причина	Способ устранения
1 Течь масла через уплотнения между маслорасширителем и выводами первичной обмотки или маслоуказателем	Недостаточная затяжка соответствующего крепежа	Снять верхнюю крышку и подтянуть соответствующие гайки
2 Течь масла через уплотнения между покрышкой и основанием, между покрышкой и маслорасширителем		Подтянуть одну за другой соответствующие гайки (не более чем на четверть оборота за один прием)
3 Течь масла снизу основания во вторичных выводах		Снизу основания подтянуть соответствующие гайки
	Повреждены выводы	Слить масло (у трансформатора на 500 kV только с нижней ступени). Промыть выводы (поврежденные выводы заменить) и плиту основания маслом. Поставить выводы на место и производить заливку маслом в соответствии с 1.5.5 и таблицей 2. Работы производить в условиях предприятия-изготовителя или специализированного предприятия
4 Вторичные обмотки замкнуты накоротко	Внутри трансформатора над выводами скопились грязь, вода	
5 Уровень масла в стакане воздухоосушителя ниже корпуса	Масло выплеснулось при транспортировании или испарилось	Дозалить стакан сухим трансформаторным маслом, которое должно на 3-4 mm перекрывать корпус (рисунок 1)

Окончание таблицы 3

Признаки и неисправности	Вероятная причина	Способ устранения
6 Уровень масла не виден в стекле маслоуказателя	Разрушение трубки маслоуказателя	Заменить стеклянную трубку. Долить масло в соответствии с 1.5.5 и таблицей 2
	Уровень масла понизился до верхнего уровня изоляции первичной обмотки	Устранить причину течи и долить масло в соответствии с 1.5.5 и таблицей 2
	Из-за течи уровень масла понизился настолько, что оголился верхний уровень изоляций первичной обмотки	Выполнить ремонт в условиях предприятия-изготовителя или специализированного предприятия
Примечание - Доливку масла осуществлять через отверстие в верхней крышке, которое получается при демонтировании воздухоосушителя.		

4 Техническое обслуживание

4.1 Эксплуатацию и техническое обслуживание трансформатора производить в соответствии с 2.1.1 с учетом изложенного в настоящем разделе.

4.2 Во время работы вторичные обмотки должны быть всегда замкнуты на приборы или закорочены.

4.3 После сквозного тока короткого замыкания, случайного размыкания вторичных цепей, а также отключения линии передачи магнитопроводы обмоток могут намагничиваться, отчего погрешности трансформатора возрастут.

Для получения первоначальной точности вторичных обмоток производить размагничивание магнитопроводов одним из следующих способов:

1) трехкратным плавным подъемом до номинального значения и снижения до нуля первичного тока. При этом вторичную обмотку замыкают на сопротивление 250 Ω при $I_{2ном}$=1 А и на сопротивление 10 Ω при $I_{2ном}$=5 А;

2) через вторичную обмотку при разомкнутой первичной обмотке пропустить ток, равный 10% номинального значения вторичного тока, и затем плавно снизить его до нулевого значения.

3) в трансформаторе с $I_{2ном}$=5 А через первичную обмотку при разомкнутой вторичной обмотке пропустить ток, равный 10% номинального значения первичного тока, затем плавно снизить его до нулевого значения.

Если размагничивание магнитопроводов не производится, то предприятие-изготовитель в течение трех месяцев после прохождения тока короткого замыкания не гарантирует класс точности вторичных обмоток.

4.4 Следить за изменением голубого цвета силикагеля-индикатора в воздухоосушителе. При насыщении влагой, цвет силикагеля-индикатора становится розовым. Восстановление силикагеля производить согласно 3.1.6.

4.5 Периодически при отключении трансформатора производить обтирку покрышки от пыли, копоти и других загрязнений.

4.6 Обо всех неисправностях, выявленных при осмотре, и о результатах проводимых испытаний производить соответствующие записи в журнале.

4.7 Эксплуатация и техническое обслуживание разрядника РВО-3 в соответствии с руководством по эксплуатации разрядника.

5 Консервация

5.1 Консервации подлежат неокрашенные наружные поверхности металлических деталей трансформаторов и демонтированных частей (выводы первичной и вторичной обмоток, резьбовые поверхности, крепежные детали, места присоединения заземлений) при поставке изготовителем и в эксплуатации.

5.2 Консервацию производить пушечной смазкой ГОСТ 19537-83. Консервационную смазку наносить на поверхность в расплавленном состоянии при температуре до 100 °С кистью (тампоном).

Действие консервации рассчитано на срок не более 24 месяца со дня отгрузки трансформатора предприятием-изготовителем. По истечении срока консервации необходимо произвести переконсервацию, предварительно удалив старую смазку.

6 Хранение

6.1 Место хранения – навесы или помещения в атмосфере любого типа. Хранение осуществляется в собственной упаковке на ровной площадке с твердым покрытием, исключающим его затопление.

6.2 Температура окружающего воздуха:

- от минус 50 °С до плюс 50 °С для трансформаторов климатического исполнения У;
- от минус 60 ºС до плюс 50 °С для трансформаторов климатического исполнения ХЛ;
- от минус 10 °С до плюс 60 °С для трансформаторов климатического исполнения Т.

6.3 Срок сохраняемости законсервированного трансформатора один год. По истечении срока хранения техническое обслуживание должно производиться в сроки и в объеме, указанные в 5.2.

7 Транспортирование

7.1 Трансформатор транспортируется в упаковке в вертикальном положении на открытых площадках всех видов транспорта. При этом принимаются меры предосторожности от перемещения с помощью растяжек. Отклонение от вертикального положения более чем на 15° недопустимо.

7.2 Для сохранения качества трансформатора при погрузке, транспортировании и выгрузке не следует допускать резких толчков, ударов, строго соблюдать все меры предосторожности. Проверить состояние шок-индикатора по пункту 2.2.3.

7.3 Условия транспортирования в части воздействия механических факторов – жесткие (Ж) по ГОСТ 23216-78.

7.3.1 Перевозки автомобильным транспортом с любым числом перегрузок:

- по дорогам с асфальтовым или бетонным покрытием (дороги 1-й категории) на расстояние свыше 1000 km;

- по булыжным (дороги 2 и 3-й категории) и грунтовым дорогам на расстояние свыше 250 km со скоростью до 40 km/h или на расстояние до 250 km с большей скоростью, которую допускает транспортное средство.

7.3.2 Перевозки различными видами транспорта:

- воздушным, железнодорожным транспортом и водным путем (кроме моря) в сочетании их между собой и с автомобильным транспортом, отнесенным к условиям транспортирования Л и С с общим числом перегрузок более четырех или к настоящим условиям транспортирования;

- водным путем (кроме моря) совместно с перевозками, отнесенными к условиям транспортирования С с любым числом перегрузок.

7.3.3 Перевозки включающие транспортирование морем.

7.4 Условия транспортирования в части воздействия климатических факторов такие же, как и условия хранения.

Таблица 4 – Соединение секций первичной обмотки

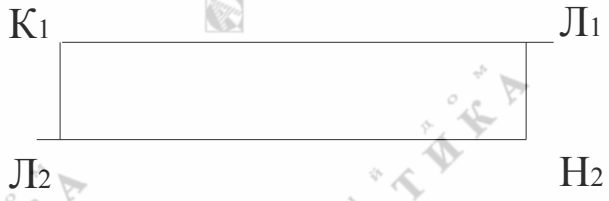
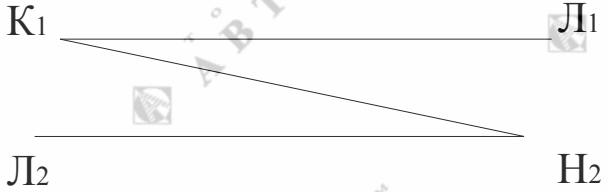
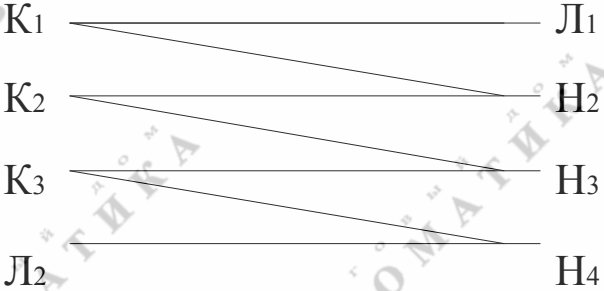
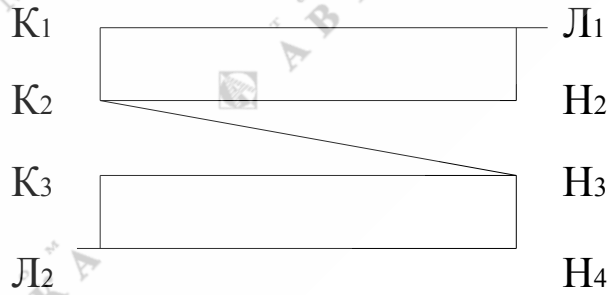
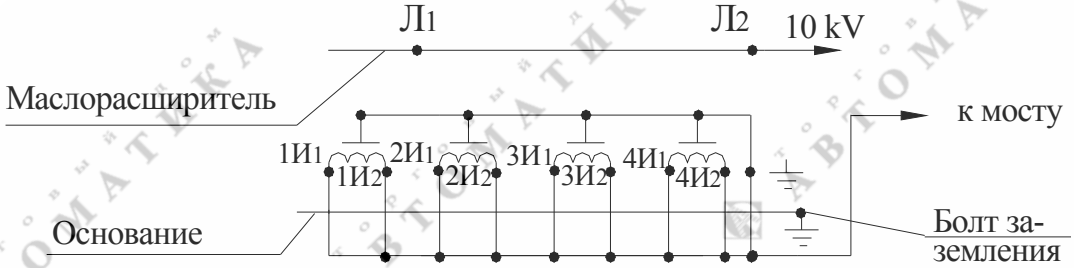
Соединение секций первичной обмотки	Схемы соединений секций при количестве коэффициентов трансформации	
	2	3
параллельное ($I_{1ном\ max}$)		
последовательное ($I_{1ном\ min}$)		
смешанное		

Схема 1 – Подключение к мосту трансформаторов на класс напряжения 33…220 kV при измерении tgδ главной изоляции



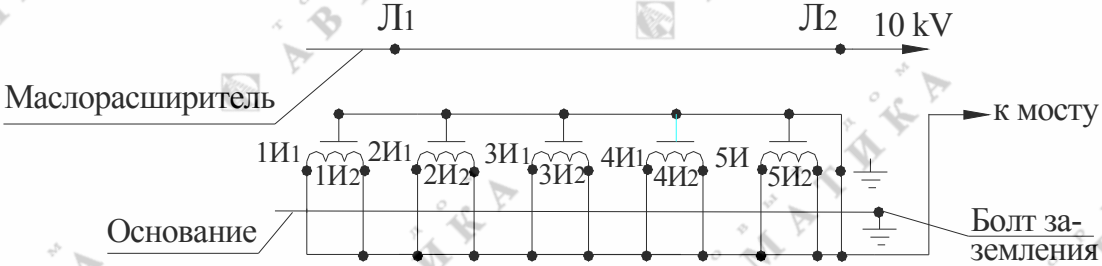


Схема 1а – Подключение к мосту трансформаторов ТФЗМ 220Б-III У1, ХЛ1 и ТФЗМ 220Б-IV У1, ХЛ1

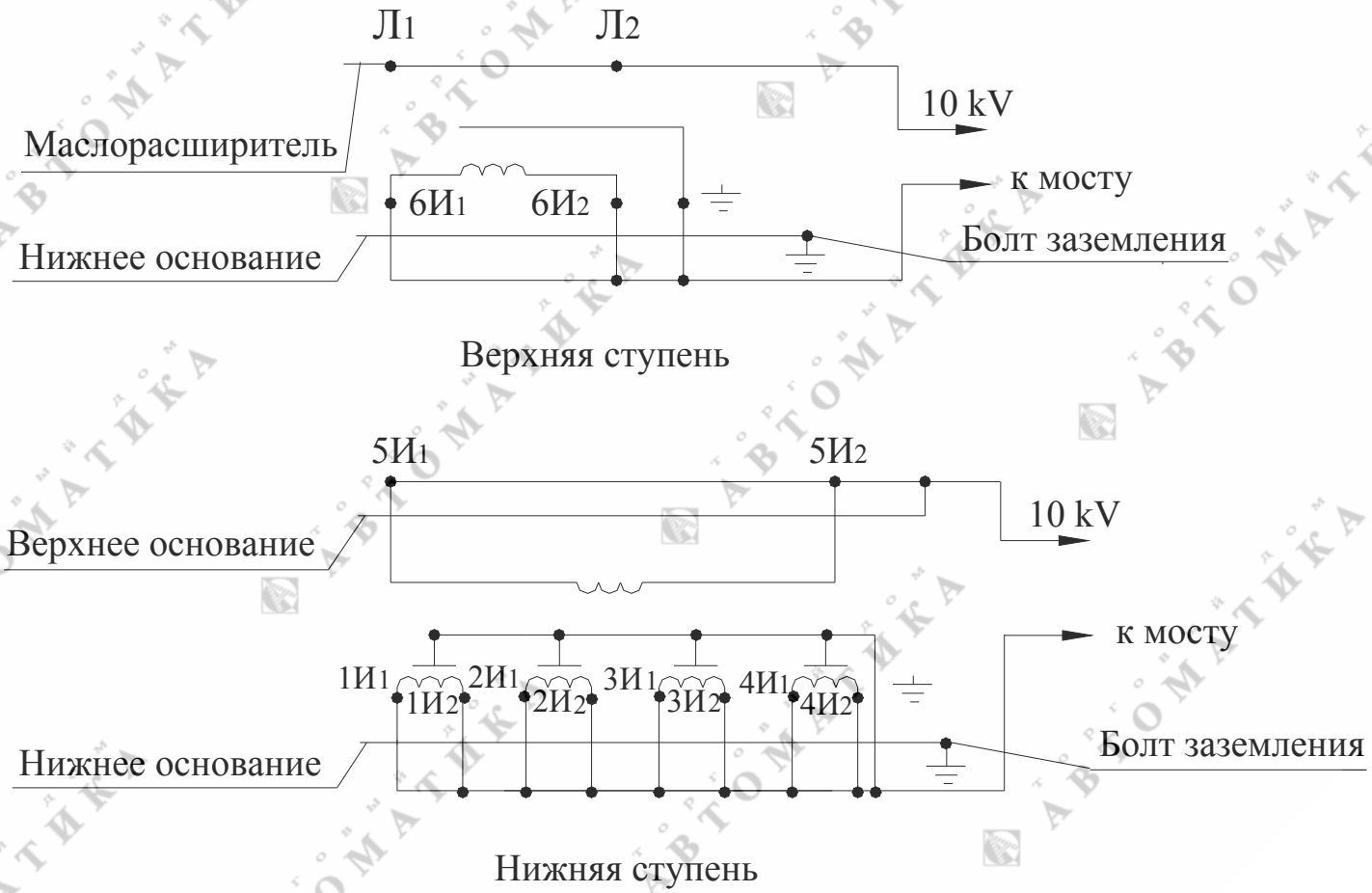
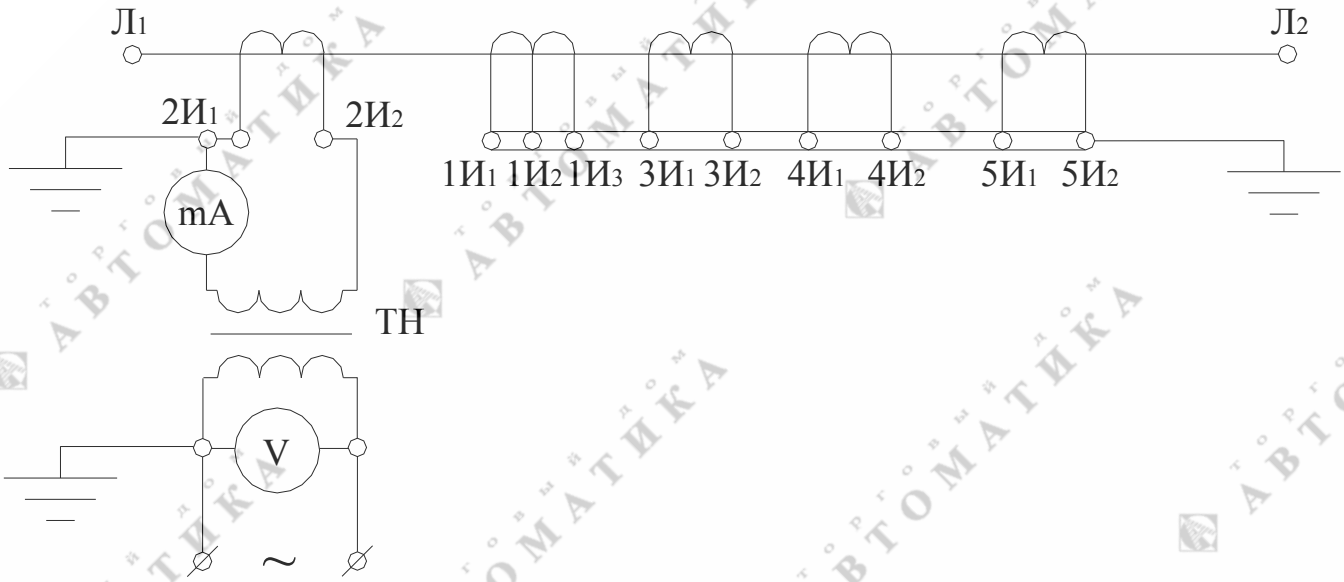


Схема 2 – Подключение к мосту трансформаторов на класс напряжения 500 kV при измерении tgδ главной изоляции



V - вольтметр средних значений Ф5053;
mA - миллиамперметр типа Э523, Э524, Э525;
ТН - трансформатор напряжения НОМ-6, 3000/100

Схема 3 - Измерение тока намагничивания

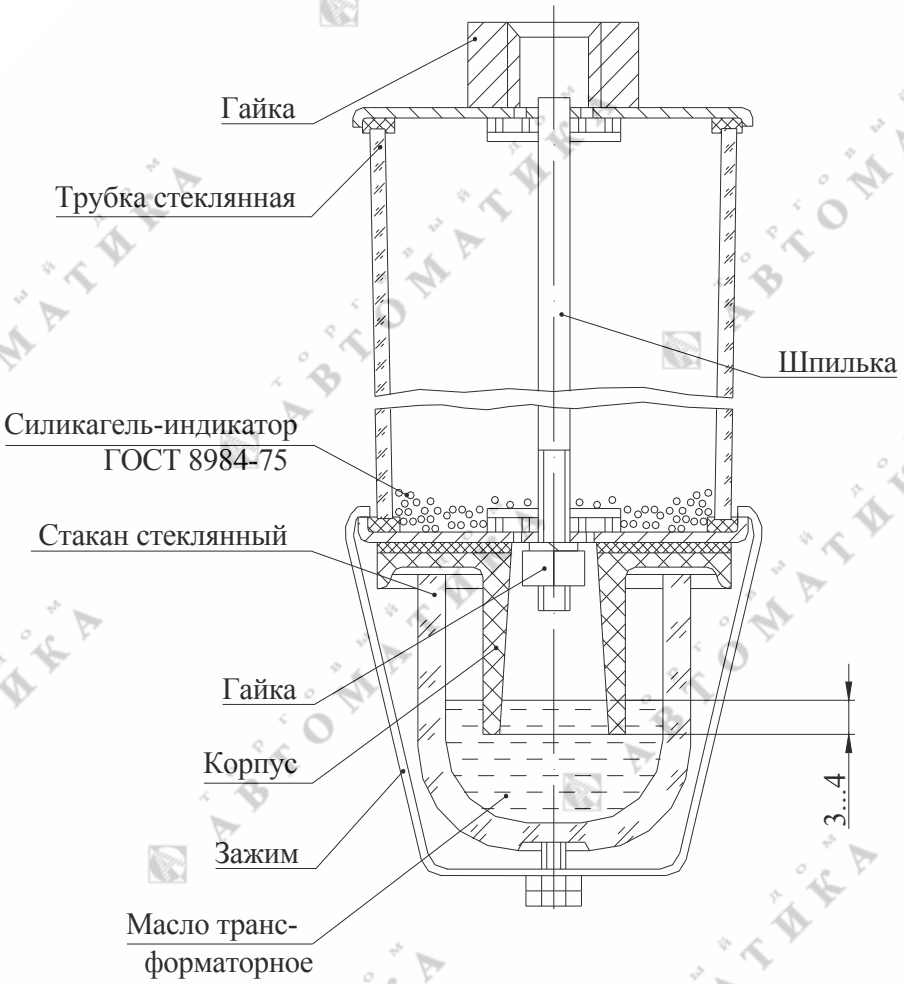


Таблица 5

Класс напряжения трансформатора, kV	H_{max}, мм
от 33 до 10	186
от 132 до 500	266

Рисунок 1 – Воздухоосушитель

Лист регистрации изменений

Изм	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в докум.	№ докум.	Входящий № сопроводительного докум. и дата	Подп.	Дата
	измененных	замененных	новых	аннулированных					
13	-	2,5,10,11, 20,22,23, 24	-	25	24	ВЛИЕ.598-06			

Подп. и дата | Инв. № дубл. | Взам. инв. № | Подп. и дата | Инв. № подл.

Подп. и дата

Инв. № дубл.

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инв. № подл.

ТОРГОВЫЙ ДОМ АВТОМАТИКА

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ВЛИЕ.670105.001 РЭ

Лист