**Дисциплина: Эксплуатация оборудования электрических сетей**

**Лекция № 8 «Измерительные трансформаторы, ОД и КЗ, периодичность ремонтов»**

|  |  |
| --- | --- |
|  | |
| Оглавление  [8.1 Эксплуатация измерительных трансформаторов: трансформаторы тока и напряжения. 1](#_Toc421106100)  [8.2 Эксплуатация подстанций с отделителями и короткозамыкателями. 11](#_Toc421106101)  [8.3 Блокировки безопасности 12](#_Toc421106102)  [8.4 Периодичность выполнения ремонтов 12](#_Toc421106103) |  |
|  |
|  |
|  |

# 8.1 Эксплуатация измерительных трансформаторов: трансформаторы тока и напряжения

Все находящиеся в эксплуатации трансформаторы тока и напряжения должны систематически осматриваться с целью своевременного обна­ружения и устранения ненормальностей в их работе. Периодичность осмотров устанавливается ПТЭи местными инструкциями. При осмотрах особое внимание должно быть обращено на чистоту изо­ляторов и состояние контактных соединений. Изоляторы и изоля­ционные части трансформаторов, находящиеся снаружи, должны регулярно очищаться от пыли, копоти и других загрязнений.Уровень масла в маслонаполненных измерительных трансформаторах должен оставаться в пределах шкалы маслоуказателя при максимальном и минимальном значениях температуры окружающего воздуха. На рисунке 1 представлен элегазовый трансформатор ток типа ТГФМ-110 кВ, а на рисунке 2 трансформатор тока ТОЛ-35-600 с литой изоляцией. На рисунке 3 представлен трехсердечниковый трансформатор тока типа ТФН 35, а на рисунке 4 изображены обмотки трансформатора тока ТФН 35.



Рис.1 Элегазовый трансформатор тока ТГФМ- 110 кВ.

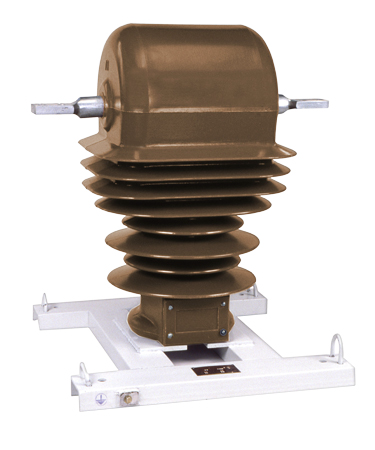


Рис.2. Трансформатор тока ТОЛ-35-600 с литой изоляцией.

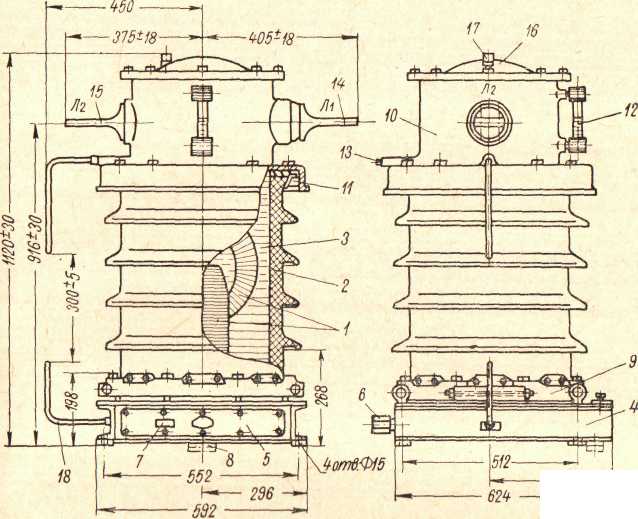


Рис. 3 Конструкция трехсердечникового трансформатора тока типа ТФН 35.

1.- первичная и вторичная обмотки; 2 - фарфоровая покрышка; 3*-* трансформаторное масло; 4- цоколь; 5 - коробка вторичных выводов; 6 - масловыпускатель; 7 - щиток с техническими данными; 8 - кабельная муфта; 9 – полухомуты; 10 - маслорасширитель; 11 - сухарь; 12 - маслоуказатель; 13 - болт влаговыпускателя; 14 - вывод Л1 первичной обмотки; 15 - вывод Л2 первичной обмотки; 16 - крышка; 17 - дыхательный клапан; 18 — роговой разрядник.

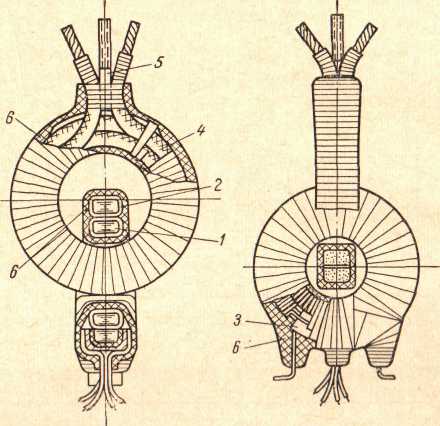


Рис. 4 Обмотки трансформатора тока ТФН35

1 - ленточный сердечник; *2* - вторичная обмотка; *3* - под­ставка; *4* - первичная обмотка; 5 — обмоткодержатель; 6— изоляция.

На рисунке 5 и 6 представлена конструкция трансформатора тока типа ТФН 110 на 750 - 2000 А. для пояснения требований при техническом обслуживании трансформаторов тока.

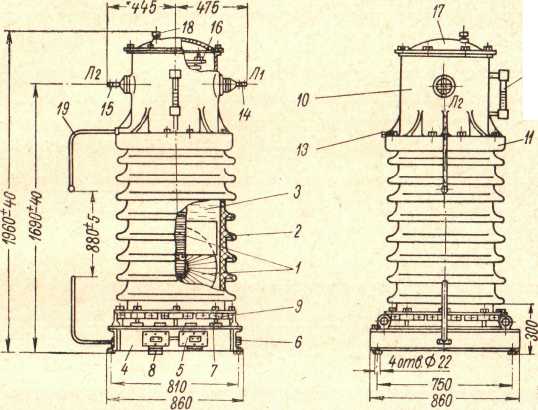


Рис. 5 Конструкция трансформатора тока типа ТФН 110

1 — первичная и вторичная обмотки; 2 — фарфоровая покрышка; 3 — трансформаторное масло; 4 — цоколь; 5 — коробка вторичных выводов; 6 — масловыпускатель; 7 — щиток с техническими данны­ми; 8 — кабельная муфта; 9 — сухарь; 10 — маслорасширитель; 11 — кожух (экран); 12 — маслоуказатель; 13 — болт влаговыпускателя; 14 — вывод

Л1первичной обмотки; 15 — вывод Л2 первичной обмотки; 16 — переключатель первичной обмотки; 17 — крышка; 18 — дыхательный клапан; 19 — роговой разрядник.

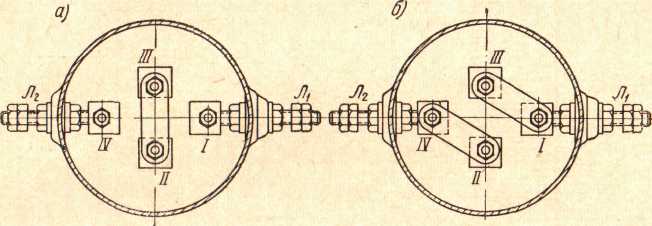


Рис. 6 Рабочие положения переключателя первичной обмотки трансфор­маторов тока ТФН 110 на 50 - 600 А ; *а* — последовательное сое­динение секций; *б*—параллельное соединение секций (Вид сверху).

При эксплуатации маслонаполненных измерительных трансформаторов должно быть обеспечено систематическое наблюдение за уровнем масла. Уровень масла при любой токовой нагрузке трансформатора и температуре окружающего воздуха от - 40° до +35° не должен выходить за пределы стекла маслоуказателя. Ненормальное пони­жение уровня масла является признаком появления течи, которая может быть обнаружена путем осмотра трансформатора тока. При обнаружении просачивания масла через трещины в фарфоре (появляющиеся иногда в местах склейки отдельных частей) или сварные швы - трансформатор должен быть выведен из эксплуа­тации для капитального ремонта. Течи масла через уплотнения должны устраняться на месте путем подтягивания соответствующих болтов или гаек. При устранении течей через уплотнения, располо­женные между фарфором и металлическими частями, а также между элементами фарфоровых покрышек, необходимо соблюдение предо­сторожностей. После устранения течи должна быть произведена доливка масла в порядке, установленном заводскими инструкциями по монтажу и эксплуатации соответствующих трансформаторов. На рисунке 7 представлен общий вид элегазового трансформатора напряжения 220 кВ.

Внутренняя полость трансформатора заполняется элегазом, служащим изолирующей и теплоотводящей средой. Заполнение трансформатора элегазом производится через клапан, установленный на корпусе трансформатора. На корпусе трансформатора установлена предохранительная мембрана, срабатывающая при аварийном повышении внутреннего давления. Поток выхлопных газов направлен вниз, вдоль корпуса. Трансформатор комплектуется термокомпенсированным сигнализатором плотности элегаза типа «WIKA».

**

Рис.7 Элегазовый трансформатор напряжения однофазный ЗНОГ220-У1

Профилактический контроль трансформаторов тока и напряжения.

Состояние контактных соединений трансформаторов тока характеризуется их темпера­турой. Чрезмерный перегрев контактов может быть обнаружен по цветам побежалости, появляющимся на близлежащих от контакта участках шин. В ответственных случаях контроль контактных соединений осуществляется путем измерения падения напряжения в контактном соединении или тепловым контролем. Наиболее прогрессивным и технологически простым методом является дистанционное измерение температуры контактных соединений, используя инфракрасную технику. Перегрузка трансформатора тока по току может быть допущена только в пределах, оговорённых для каждого типа заводской инструкцией.

В процессе эксплуатации производятся измерения:

1. Измерение сопротивления основной изоляции трансформаторов тока производится мегомметром на напряжение 2500В. Измерение сопротивления вторичных обмоток ТТ производится мегомметром на 1000 В. Нормативы представлены в таблице 1.

Таблица 1 Измеренные величинысопротивления изоляции должны быть не менее приведённых в таблице.

|  |
| --- |
| Класс напряжения, кВ |
| Основная изоляция МОм | Вторичные обмотки МОм |
| 3-35 | 1000/500 | 50 /50 |
| 110-220 | 3000/1000 | 50 /50 |

2. Измерения tgδ у трансформаторов тока с основной бумажно-масляной изоляцией производятся при напряжении 10 кВ.

В процессе эксплуатации измерения производятся:

- на трансформаторах тока напряжением до 35 кВ включительно при ремонтных работах в ячейках (присоединениях), где они установлены;

- на трансформаторах тока 110 кВ с бумажно-масляной изоляцией (без уравнительных обкладок) - при неудовлетворительных результатах испытаний масла (область "риска");

- на трансформаторах тока 220 кВ и выше с бумажно-масляной изоляцией (без уравнительных обкладок) - при отсутствии контроля под рабочим напряжением и неудовлетворительных результатах испытаний масла (область "риска");

Измеренные значения, приведённые к температуре 20°C, должны быть не более указанных в табл. 2.

Таблица 2 Предельные значения tgδ, %, основной изоляции трансформаторов тока, приведённые к температуре 20°C.

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип изоляции | Предельные значения tgδ, %, основной изоляции трансформаторов тока на номинальное напряжение, кВ, приведённые к температуре 20°C | | | | | | |
| 3-15 | 20-35 | 110 | 220 | 330 | 500 | 750 |
| Бумажно-бакелитовая | 3,0/12 | 2,5/8 | 2,0/5 | - | - | - | - |
| Основная бумажно-масляная и конденсаторная изоляция | - | 2,5/4,5 | 2,0/3,0 | 1,0/1,5 | Не более 150% от измеренного на заводе, но не выше 0,8. Не более 150% от измеренного при вводе в эксплуатацию, но не выше 1,0. | | |

Примечание: В числителе указаны значения tgδ основной изоляции трансформаторов тока при вводе в эксплуатацию, в знаменателе - в процессе эксплуатации.

3. Испытание повышенным напряжением основной изоляции.

Значения испытательного напряжения основной изоляции в соответствии с НТД. Длительность испытания трансформаторов тока с фарфоровой внешней изоляцией - 1 мин, с органической изоляцией - 5 мин. Допускается проведение испытаний трансформаторов тока совместно с ошиновкой. Трансформаторы тока напряжением более 35 кВ не подвергаются испытаниям повышенным напряжением.

4. Испытание повышенным напряжением изоляции вторичных обмоток

Значения испытательного напряжения для изоляции вторичных обмоток вместе с присоединёнными к ним цепями принимается равным 1 кВ.

Продолжительность приложения испытательного напряжения – 1 мин.

5. Снятие характеристик намагничивания:

Характеристика снимается повышением напряжения на одной из вторичных обмоток до начала насыщения, но не выше 1800 В.

При наличии у обмоток ответвлений характеристика снимается на рабочем ответвлении.

В процессе эксплуатации допускается снятие только трёх контрольных точек.

Снятая характеристика сопоставляется с типовой характеристикой намагничивания или с характеристиками намагничивания исправных трансформаторов тока, однотипных с проверяемыми. Отличия от значений, измеренных на заводе-изготовителе, или от измеренных на исправном трансформаторе тока, однотипном с проверяемым, не должны превышать 10%.

6. Измерение коэффициента трансформации.

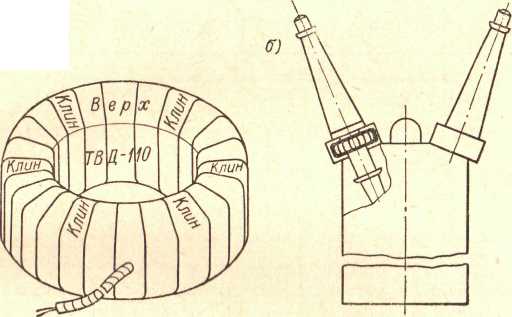
Отклонение измеренного коэффициента от указанного в паспорте или от измеренного на исправном трансформаторе тока, однотипном с проверяемым, не должно превышать 2%.

7. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Отклонение измеренного сопротивления обмотки постоянному току от паспортного значения или от измеренного на других фазах не должно превышать 2%. При сравнении измеренного значения с паспортными данными измеренное значение сопротивления должно приводиться к заводской температуре. При сравнении с другими фазами измерения на всех фазах должны проводиться при одной и той же температуре. Измерение производится у трансформаторов тока на напряжение 110 кВ и выше.

8. Испытания трансформаторного масла

При вводе в эксплуатацию трансформаторов тока свежее сухое трансформаторное масло перед и после заливки (доливки) в трансформаторы должно быть испытано в соответствии с требованиями НТД. Масло из трансформаторов тока 110-220, не оснащённых системой контроля под рабочим напряжением, испытывается согласно требованиям НТД - 1 раз в 2 года (для трансформаторов тока герметичного исполнения - согласно инструкции завода-изготовителя).



а)

Рис. 8. *а* — внешний вид встроенного трансформатора тока типа ТВД-110; *б*—эскиз установки встроенного трансформа­тора тока на вводе масляного выключателя МКП-110.

Встроенные трансформаторы тока, устанавливаемые внутри других аппаратов или машин: выключателей, силовых трансформа­торов и т. п. (рис. 8).

Испытания встроенных трансформаторов тока.

Измерение сопротивления изоляции встроенных трансформаторов тока производится мегомметром на напряжение 1000 В. Измеренное сопротивление изоляции без вторичных цепей должно быть не менее 10 МОм. Допускается измерение сопротивления изоляции встроенных трансформаторов тока вместе со вторичными цепями. Измеренное сопротивление изоляции должно быть не менее 1 МОм. Измеряется коэффициент трансформации, сопротивление обмоток постоянному току, производится снятие характеристик намагничивания. Тепловизионный контроль трансформаторов тока производится в соответствии с НТД. Измеряются температуры нагрева на поверхности фарфоровых покрышек. Значения температуры, измеренные в одинаковых зонах покрышек трёх фаз, не должны отличаться между собой более чем на 0,3°C.

Профилактический контроль трансформаторов напряжения.

Осмотр измерительных трансформаторовпроизводится без снятия напряжения ежед­невно - на подстанциях с постоянным обслуживающим персоналом и в сроки, утверждён­ные техническим руководителем на подстанциях без обслуживающего персонала.

Текущий ремонт трансформаторов выполняется 1 раз в 3 года. Капитальный ремонт - по результатам испытаний и состоянию. Во время осмотра тщательно проверяют состояние втулок выводов и их глазурован­ной поверхности, армировку изоляторов и их крепление на крышке; отсутствие течи масла из кожуха и из-под фланцев выходных изоляторов; состояние заземлений. При осмотре измерительных трансформаторов напряжения (ТН), работающих в схемах контроля изоляции, можно определить признаки и вероятные причины их неисправностей по приборам, находящимся на пульте. Появились конструкции трансформаторов напряжения не подвергающиеся резонансным процессам, имеющие гидравлические затворы, значительно увеличенные длины утечек по изоляции. Это НАМИ-35УХЛ-1 и НАМИ-10-95УХЛ-2.

При проведении профилактического контроля производится:

Измерение сопротивления изоляции обмоток.

Измерение сопротивления изоляции обмотки ВН трансформаторов напряжения производится мегомметром на напряжение 2500 В.

Измерение сопротивления изоляции вторичных обмоток, а также связующих обмоток каскадных трансформаторов напряжения производится мегомметром на напряжение 1000В. В процессе эксплуатации устанавливается следующая периодичность проведения измерений:

- для трансформаторов напряжения 3-35 кВ - при проведении ремонтных работ в ячейках, где они установлены;

- для трансформаторов напряжения 110-220 кВ - 1 раз в 4 года.

В процессе эксплуатации допускается проведение измерений сопротивления изоляции вторичных обмоток совместно со вторичными цепями. В таблице 3. представлены допустимые сопротивления изоляции обмоток в зависимости от напряжения.

Таблица 3. Допустимые сопротивления изоляции.

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Класс напряжения, кВ | Допустимые сопротивления изоляции, МОм, не менее | | |
| Основная изоляция | Вторичные обмотки\* | Связующие обмотки |
| 3-35 | 100 | 50 | 1 |
| 110-500 | 300 | 50 | 1 |

Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

Испытания изоляции обмотки ВН повышенным напряжением частоты 50 Гц проводятся для трансформаторов напряжения с изоляцией всех выводов обмотки ВН этих трансформаторов на номинальное напряжение. Испытательное напряжение согласно НТД.

Длительность испытания трансформаторов напряжения с фарфоровой внешней изоляцией - 1 мин, с органической изоляцией - 5 мин.

Значение испытательного напряжения для изоляции вторичных обмоток вместе с присоединёнными к ним цепями принимается равным 1 кВ, продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Измерение сопротивления обмоток постоянному току производится у связующих обмоток каскадных трансформаторов напряжения.

Отклонение измеренного сопротивления обмотки постоянному току от паспортного значения или от измеренного на других фазах не должно превышать 2%. При сравнении измеренного значения с паспортными данными измеренное значение сопротивления должно приводиться к температуре заводских испытаний. При сравнении с другими фазами измерения на всех фазах должны проводиться при одной и той же температуре. Испытания и эксплуатационный контроль трансформаторов тока и напряжения с элегазовой изоляцией производится в соответствии с заводскими инструкциями и эксплуатационными инструкциями, утверждёнными техническим руководителем объекта. Испытание цепей вторичной коммутации, подсоединённых к вторичным обмоткам ТТ и ТН производится по нормативам РЗА и ПА, средствам измерения, включённым в эти сети.

Испытание трансформаторного масла

При вводе в эксплуатацию трансформаторов напряжения масло должно быть испытано в соответствии с требованиями НТД В процессе эксплуатации трансформаторное масло из трансформаторов напряжения до 35 кВ включительно допускается не испытывать. У трансформаторов напряжения 110 кВ и выше устанавливается следующая периодичность испытаний трансформаторного масла:

- для трансформаторов напряжения 110-220 кВ - 1 раз в 4 года;

Тепловизионный контроль трансформаторов напряжения производится в соответствии с указаниями НТД. Измеряются температуры нагрева на поверхности фарфоровых покрышек. Значения температуры, измеренные в одинаковых зонах покрышек трёх фаз, не должны отличаться между собой более чем на 0,3°C.

Измерение тока и потерь холостого хода

Измерения тока и потерь холостого хода производятся при напряжениях, указанных в заводской документации. Измеренные значения не должны отличаться от указанных в паспорте более чем на 10%.

# 8.2 Эксплуатация подстанций с отделителями и короткозамыкателями.

Техническое обслуживание ОД-КЗ выполняется так же как разъединителей с опорно-стержневой изоляцией. Однако имеются следующие особенности.

Техническое обслуживание (ежегодное), опробование (два раза в год) ОД-КЗ и схемы РЗА с проверкой вторичной коммутации и взаимодействия её элементов при ежегодном техническом обслуживании. Все результаты заносятся в паспорт присоединения и протоколы РЗА, исполнение с датой отмечается в графике обслуживания, утверждённом техническим руководителем. Периодическое опробование является дополнительной проверкой работоспособности наименее надёжных элементов устройств РЗА: реле времени с часовым механизмом, технологических датчиков, приводов коммутационных аппаратов (исполнительных механизмов). Необходимость и периодичность проведения опробований других устройств РЗА определяется местными условиями, и утверждаются решением главного инженера предприятия. Правильная работа устройств в трёхмесячный период до намеченного срока может быть засчитана за проведение очередного опробования.

# 8.3 Блокировки безопасности

Распределительные устройства напряжением 3 кВ и выше должны быть оборудованы блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных операций разъединителями, отделителями, выкатными тележками комплектных РУ (КРУ) и заземляющими ножами. Блокировочные замки с устройствами опломбирования должны быть постоянно опломбированы. Схема и объем блокировочных устройств определяются: по РУ, находящимся в ведении диспетчера органа диспетчерского управления соответствующего уровня, решением технического руководителя энергосистемы, по остальным РУ - решением технического руководителя энергообъекта. Ранее проектируемые и смонтированные на большинстве старых ПС блокировочные устройства получают электропитание от сети постоянного тока аккумуляторных батарей (как и устройства РЗА, цепей управления и т.д.). В силу того, что блокконтакты, вторичная коммутация и соленоиды плохо защищены от попадания влаги, в сети постоянного тока появляется снижение изоляции ниже нормы. Это явление создаёт опасность излишней (неправильной) работы устройств РЗА. Учитывая это, на ряде ПС принимались решения включать оперативный ток на блокировки безопасности только на время проведения оперативных переключений. Следующим решением для питания блокировок безопасности применялось выпрямленное напряжение от разделительного трансформатора переменного тока. Однако, на вновь строящихся ПС, применяются более совершенные герметизированные элементы: влагонепроницаемые блокконтакты, герметизируются разделки и места соединений кабелей, совершенствуются блокзамки. Технологическое обслуживание и испытание блокировок безопасности производится аналогично, как вторичной коммутации приводов, расположенных на открытом воздухе или в специальных помещениях.

# 8.4 Периодичность выполнения ремонтов

Ремонт оборудования РУ должен производиться в сроки:

- масляных выключателей - 1 раз в 6-8 лет при контроле характеристик выключателя с приводом в межремонтный период;

- выключателей нагрузки, разъединителей и заземляющих ножей - 1 раз в 4-8 лет (в зависимости от конструктивных особенностей);

- воздушных выключателей - 1 раз в 4-6 лет;

- отделителей и короткозамыкателей с открытым ножом и их приводов – 1 раз в 2-3 года;

- компрессоров - 1 раз в 2-3 года;

- КРУЭ – в соответствии с заводской инструкцией;

- элегазовых и вакуумных выключателей - 1 раз в 10 лет;

- токопроводов 1 раз - в 8 лет;

Первый ремонт установленного оборудования должен быть проведён в сроки, указанные в технической документации завода-изготовителя.

Разъединители внутренней установки следует ремонтировать по мере необходимости. Ремонт оборудования РУ осуществляется также по мере необходимости с учётом результатов профилактических испытаний и осмотров. Периодичность ремонтов может быть изменена, исходя из опыта эксплуатации, решением технического руководителя. Внеочередные ремонты выполняются в случае отказов оборудования, а также после исчерпания коммутационного или механического ресурса.