

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ
БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
Филиал БНТУ «Институт повышения квалификации и переподготовки кадров
по новым направлениям развития техники, технологии и экономики БНТУ»
Кафедра «Метрология и Энергетика»

Паперный Л.Е., Алейникова М.В.

Эксплуатация силовых трансформаторов

Учебно-методическое пособие для слушателей курсов повышения квалификации энергетиков и студентов энергетического факультета БНТУ

Электронный учебный материал

Минск ♦ БНТУ ♦ 2015

УДК
ББК
Д

Авторы:
Паперный Л.Е., Алейникова М.В.

Рецензент:

Романенков В.Е., кандидат технических наук,
доцент, вед. науч. сотр. кафедры «Новые
материалы и технологии» ИПК и ПК БНТУ

Учебно-методическое пособие предназначено для курсов повышения квалификации в ИПК и ПК БНТУ и может быть использовано специалистами предприятий ГПО «Белэнерго» и студентами энергетического факультета БНТУ.

Белорусский национальный технический университет,
пр-т Независимости, 65, г. Минск, Республика Беларусь
Тел. 2964732
E-mail: rectorat@ipk.by
Регистрационный номер № БНТУ/ИПКиПК-10.2015

© БНТУ, 2015

Оглавление

Введение.....	4
1.Нормативные ссылки.....	4
2.Классификация трансформаторов.....	5
3.Общие положения.....	7
4.Особенности конструктивного выполнения трансформаторов и автотрансформаторов.....	16
5. Системы охлаждения трансформаторов и их эксплуатация.....	32
6.Устройства регулирования напряжения.....	38
7.Нормальный режим работы трансформатора.....	44
8.Допустимые повышения напряжения и защита от перенапряжений.....	45
9.Перегрузочная способность трансформаторов.....	48
10.Работа систем охлаждения.....	53
11.Включения в сеть и контроль за работой трансформатора.....	54
12.Параллельная работа трансформаторов.....	61
13.Фазировка трансформаторов.....	67
14.Экономичный режим работы трансформатора.....	70
15.Эксплуатация устройств РПН.....	72
16.Ремонт трансформаторов без замены обмоток и изоляции.....	81
17.Меры безопасности при эксплуатации трансформаторов.....	86
18.Эксплуатация трансформаторного масла.....	88
19.Испытания трансформаторов.....	98
20.Действия персонала при неисправности трансформатора.....	99
21.Прогрев силовых трансформаторов при ремонте.....	101
22.Эксплуатация трансформаторов ТМГ, ТМГСУ.....	107
23.Ремонт трансформаторов и приемка их после ремонта и монтажа.....	112
24.Проведение испытаний трансформаторного оборудования со сверхнормативным сроком службы свыше 30 лет к дальнейшей эксплуатации.....	124
25.Требования к ведению технической документации трансформаторов.....	128
26.Методика проведения тепловизионного обследования силовых трансформаторов.....	129
Список используемой литературы.....	144

Введение

На энергетических объектах Республики Беларусь находится большое количество силовых трансформаторов и автотрансформаторов широкого диапазона напряжений и мощностей. Все они имеют конструктивные особенности.

В настоящей работе произведено обобщение требований по эксплуатации трансформаторов различных конструкций и напряжений.

За прошедшие 10-15 лет в конструкции трансформаторов произошли существенные изменения, связанные с ростом напряжений и единичных мощностей трансформаторов, применением быстродействующих погружных устройств регулирования напряжения, внедрением специальных защит трансформаторов, отменой ревизии трансформаторов при вводе в эксплуатацию, освоение новых методов сушки и дегазации масла. Массовое применение получили трансформаторы на напряжение 330 кВ. В Республике Беларусь появились автотрансформаторы на напряжение 750 кВ.

В работе дана попытка обобщить многолетний опыт эксплуатации трансформаторов 6-750 кВ в Республике Беларусь.

В работе рассмотрены конструктивные особенности трансформаторов, вопросы регулирования напряжения, работы системы охлаждения и защиты масла от окисления, порядок ввода трансформаторов в работу, выполнение регламентных работ на трансформаторе.

Методическое пособие может быть полезно инженерам и техникам, занимающимся эксплуатацией трансформаторов, т.к. в ней учтены основные директивные материалы, касающиеся трансформаторов.

1. Нормативные ссылки

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.

ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжение от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.

ГОСТ 1547-84 Масла и смазки. Метод определения наличия влаги.

ГОСТ 7822-75 Масла нефтяные. Метод определения растворенной воды.

ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия.

ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки.

СТП 09110.20.366-08 Нормы и объемы испытаний электрооборудования Белорусской энергосистемы.

СТП 09110.20.600-02 Положение о периодичности ремонтов электрооборудования электрических станций и подстанций Белорусской энергосистемы.

ГОСТ 17544-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ.

СТП 34.43105 Руководящие указания по эксплуатации трансформаторного масла.

СТП 09110.51.304-09 Методические указания по диагностике состояния изоляции высоковольтных вводов.

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. Москва, Энергоатомиздат, 1989г.

2. Классификация трансформаторов

1. Силовые трансформаторы делятся:

- по условиям работы - на трансформаторы, предназначенные для работы в нормальных условиях, и на трансформаторы, предназначенные для работы в специальных условиях;
- по видам изолирующей и охлаждающей среды - на масляные и сухие трансформаторы;
- по типам, что характеризуют назначение и особенности конструкции, - однофазные или трехфазные, РПН, переключатели без возбуждения (далее - ПБВ) и др.

2. Для работы трансформаторов в нормальных условиях необходимо:

- высота над уровнем моря - не более 1000 м;
- кроме трансформаторов класса напряжения 750 кВ, для которых высота установки над уровнем моря - не более 500 м;
- категория исполнения У согласно ГОСТ 15150-69

При этом среднесуточная температура воздуха - не более 30°C и среднегодовая температура воздуха - не более 20°C;

Для работы трансформаторов в специальных условиях необходимы:

- высота установки над уровнем моря для трансформаторов класса напряжения до 750кВ - более 1000м, но не более чем 3500м;

- категория исполнения - ХЛ или УХЛ согласно ГОСТ 15150-69.

Условное обозначение трансформаторов имеет следующую структуру:

$X - X / X - X$

буквенная часть обозначения - согласно п.3;

номинальная мощность трансформатора, кВА;

класс напряжения стороны высшего напряжения, (далее - ВН), кВ;

климатическое исполнение и категория размещения, согласно ГОСТ 15150-63.

Для автотрансформаторов класса напряжения стороны среднего напряжения (далее - СН) или низшего напряжения (далее - НН) 110 кВ и выше после класса напряжения стороны высшего напряжения (далее - ВН) через черту дроби указывается класс напряжения стороны СН или НН.

3. Буквенная часть обозначения:

А - автотрансформатор;

О или Т - однофазный или трехфазный трансформатор;

Р - расщепленная обмотка НН;

Л - трансформатор с литой изоляцией;

Т - трехобмоточный трансформатор.

Примечание 1. Для двухобмоточных трансформаторов количество обмоток в условном обозначении не указывается;

Н- наличие системы регулирования напряжения (РПН);

С- специфическая область применения (С - для систем собственных нужд электростанций, Ж - для электрификации железных дорог).

В стандартах или технических условиях на конкретные группы и типы трансформаторов могут предусматриваться дополнительные буквенные обозначения, которые размещаются после букв, перечисленных выше, например, буква Ф обозначает: трансформатор с форсированной системой охлаждения.

Для трансформаторов с разными классами напряжения ВН применяются одинаковые условные обозначения, если эти трансформаторы отличаются между собой только номинальными напряжениями. В этом случае указывается наибольший из классов напряжения обмотки ВН.

Примеры условных обозначений трансформаторов:

- ТСЗ - 100/10-УЗ - трехфазный сухой трансформатор с естественным воздушным охлаждением в защищенном исполнении, двухобмоточный, класса

напряжения 10 кВ, исполнения У категории 3 согласно ГОСТ 15150-69;

- ТМН-2500/110-У1 - трехфазный масляный трансформатор с охлаждением при естественной циркуляции воздуха и масла, двухобмоточный, с регулированием напряжения под нагрузкой, класса напряжения 110 кВ, исполнения У категории 1 согласно ГОСТ 15150-69;

- АДЦТН-200000/330/110-У1 - автотрансформатор трехфазный масляный с охлаждением при принудительной циркуляции воздуха и масла с ненаправленным потоком масла, трехобмоточный, с регулированием напряжения обмотки СН 110 кВ, исполнения У категории 1 согласно ГОСТ 15150-69.

Условные обозначения видов систем охлаждения трансформаторов приведены в таблице 1.

Таблица 1- Виды систем охлаждения трансформаторов

Вид системы охлаждения	Условное обозначение
Сухие трансформаторы:	
- естественное воздушное в открытом исполнении	С
- естественное воздушное в закрытом исполнении	СЗ
- естественное воздушное в герметичном исполнении	СГ
- воздушное с дутьем	СД
Масляные трансформаторы:	
- естественная циркуляция воздуха и масла	М
- принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла	Д
- естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция с ненаправленным потоком масла	МЦ
- естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция с направленным потоком масла	НМЦ
- принудительная циркуляция воздуха и масла с ненаправленным потоком масла	ДЦ
- принудительная циркуляция воздуха и масла с направленным потоком масла	НДЦ
- принудительная циркуляция воды и масла с ненаправленным потоком масла	Ц
- принудительная циркуляция воды и масла с направленным потоком масла	НЦ

Элементы системы охлаждения:

- шкаф дутья (далее - ШД);
- шкаф автоматического управления охлаждением трансформатора (далее - ШАОТ).

3. Общие положения

Важнейшим требованием, предъявляемым к эксплуатации силовых трансформаторов и трансформаторных установок, является контроль за темпе-

ратурой трансформаторов. Это объясняется тем, что при работе трансформатора с температурой выше допускаемой, сокращается срок службы находящегося в нем изоляционного масла. Для контроля за температурой на крышке трансформатора установлен термосигнализатор. Так как степень нагрева трансформатора определяется в основном величиной нагрузки, то за ней ведется систематический контроль.

Осуществляется этот контроль по показаниям амперметров, которыми снабжаются трансформаторы мощностью 1000 кВА и выше.

Существенную роль в нагреве трансформатора играет температура окружающего воздуха. Чтобы не допустить повышения температуры в помещениях, где размещены трансформаторы, предусматривают вентиляцию, которая отводит нагретый воздух из камеры трансформатора и засасывает холодный. При работе трансформатора с номинальной нагрузкой разница между температурой отводимого и засасываемого воздуха не должна превышать 15°. Если естественная вентиляция оказывается недостаточной, прибегают к установке принудительной вентиляции. При эксплуатации трансформаторов, снабженных газовой защитой, газы, выделяемые неисправным трансформатором, должны без затруднений достигать газового реле. Для этого трансформаторы устанавливаются так, чтобы крышка трансформатора имела подъем к газовому реле не менее 1 - 1,5%, а маслопровод от трансформатора к расширителю - не менее 2-4%. Трансформаторы менее 1000 кВА, не имеющие газового реле и трансформаторы герметичные, могут устанавливаться без подъема крышки.

Для трансформаторов с пленочной защитой должно быть обеспечено исполнение части маслопровода (от газового реле до отсечного клапана) с отрицательным уклоном к расширителю.

Если трансформатор имеет газоотводный патрубок, подсоединенный в верхней части бака в нескольких местах по длине бака, должен быть создан уклон трансформатора по поперечной оси так, чтобы места присоединения находились в верхней точке. При полуцилиндрической форме верхней части бака, газоотводы присоединяются в высшей точке (посредине), и для таких трансформаторов не требуется уклон по поперечной оси.

При установке термосигнализаторов на трансформаторы наружной установки необходимо принимать меры для предотвращения попадания влаги в их гильзы и повреждения гильз при замораживании в них влаги.

Трансформаторы необходимо эксплуатировать с включенной релейной защитой и защитой от внутренних и атмосферных перенапряжений.

Отключающие элементы газовой защиты должны быть включены с действиями на отключение.

Трансформаторы должны работать с постоянно включенной системой защиты масла от окисления и увлажнения воздухоосушителями, термосифонными и абсорбционными фильтрами, пленочной защитой.

Кран, установленный на маслопроводе между газовым реле и расширителем, отсечной клапан, кран между расширителем и баком контактора РПН должны быть открыты.

Питание электродвигателей устройств охлаждения должно быть осуществлено от двух источников, а для трансформаторов с принудительной циркуляцией масла - с применением АВР.

В трансформаторных установках могут возникать пожары, опасность которых усугубляется наличием в масляных трансформаторах большого объема масла. Поэтому в этих установках предусматривают противопожарные средства, которые всегда должны находиться в исправном состоянии.

Осмотры работающих трансформаторов производят, не отключая их. Периодичность этих осмотров определяют исходя из того, является ли трансформаторная установка объектом с постоянным дежурством или без него. В первом случае главные и основные трансформаторы собственных нужд осматривают один раз в сутки, а остальные - один раз в 7 суток. Во втором случае трансформаторы осматривают один раз в месяц, а трансформаторные пункты - не реже одного раза в шесть месяцев.

Указанные сроки осмотра силовых трансформаторов отвечают средним условиям их эксплуатации, предусмотренным рекомендациями заводоизготовителей этих трансформаторов.

В том случае, когда силовые трансформаторы работают в напряженном режиме, их осмотры надо производить чаще. Надобность в более частых осмотрах силовых трансформаторов возникает также при их недостаточно удовлетворительном техническом состоянии, например при большой степени износа. В этих случаях главный инженер предприятия устанавливает более частую периодичность осмотров трансформаторов.

Кроме очередных осмотров силовых трансформаторов, производят также

и внеочередные осмотры. Надобность во внеочередных осмотрах силовых трансформаторов возникает, например, при резком понижении температуры окружающей среды, так как в этом случае масло может уйти из расширителя. Внеочередные осмотры силовых трансформаторов производят также после их отключений, в результате срабатывания защиты.

При осмотрах силовых трансформаторов проверяют по амперметрам их нагрузку, а также обращают внимание на термометры, фиксирующие температуру верхних слоев масла. По действующему ГОСТу указанная температура при максимально допустимой температуре окружающего воздуха (35°) не должна превышать 95° , а превышение температуры масла над температурой окружающей среды не должно быть более 60° . Силовые трансформаторы с дутьевым охлаждением допускают работу с отключенным дутьем, если температура верхних слоев масла не превышает 55° , а его нагрузка - 100% номинальной мощности трансформатора. Однако при длительной работе трансформатора с предельной температурой сокращается срок его службы. Поэтому для трансформаторов обычно устанавливают режим работы, при котором температура масла держится на уровне 85° . Дальнейшее повышение температуры является признаком перегрузки трансформатора, его неисправности или недостаточного охлаждения.

Допустимая температура верхних слоев масла при наличии циркуляции - 75°C .

Следует обращать также внимание на уровень и цвет масла, находящегося в трансформаторе. Уровень масла должен находиться на контрольной черте. Хорошее масло имеет светло-желтый цвет. Тщательно осматривают внешнее состояние изоляторов, на которых могут появляться трещины, иметь место вытекания мастики, следы перекрытий, загрязнение и другие дефекты. Одновременно производят тщательный наружный осмотр состояния заземления трансформатора и проверяют, не вытекает ли масло из его кожуха. Важно осмотреть состояние строительной части помещения: не проникает ли влага через кровлю, имеются ли сетки в стеновых проемах, хорошо ли запирается помещение и т. д. Внимательно прислушиваясь к шуму, которым сопровождается работа трансформатора, можно выявить ненормальности в его работе. Если внутри трансформатора прослушивается явно посторонний шум, трансформатор необходимо отключить. Осматривает силовые трансформаторы дежурный персонал, при

этом он должен находиться перед барьером. Для трансформаторов с РПН типа РС-4 завода Тольятти разряды внутри бака при переходе с 9 положения в 10 и из 11 положения в 10 положение не являются дефектом. Так как при этих переключениях отключается регулировочная обмотка и происходит разряд индуктивности обмотки на бак. Заметив какую-либо неисправность в работе трансформатора, дежурный ставит об этом в известность старшего руководителя (главного энергетика, начальника электроцеха или мастера, начальника службы подстанций), делает соответствующую запись в эксплуатационном журнале и принимает в соответствии с полученными указаниями меры к устранению неисправности.

Отмеченные осмотры должны в порядке контроля за действиями дежурного персонала дополняться периодическими осмотрами трансформаторных установок более квалифицированным служебным персоналом.

Текущий ремонт силового трансформатора с отключением его от питающей сети производят в порядке реализации планово-предупредительного ремонта.

Периодичность текущих ремонтов силовых трансформаторов зависит от их технического состояния и от условий эксплуатации. Сроки текущих ремонтов устанавливаются в местных инструкциях предприятия. Однако такие ремонты надо производить не реже одного раза в год. Текущий ремонт силовых трансформаторов с отключением от питающей сети включает наружный осмотр трансформатора, устранение обнаруженных дефектов, а также очистку изоляторов и бака. Спускают грязь из расширителя, доливают при необходимости в него масло и проверяют правильность показаний маслоуказателя. Проверяют спускной кран и уплотнения, осматривают охлаждающие устройства и чистят их, проверяют состояние газовой защиты и целостность мембраны выхлопной трубы. Проводят также необходимые измерения и испытания.

При хорошо выполненном текущем ремонте не должно быть аварийных выходов из строя трансформаторов, а продолжительность их эксплуатации должна возрастать.

У каждого силового трансформатора, находящегося в работе, происходит постепенный износ имеющихся в нем изоляционных материалов. Износ изоляции ускоряется вместе с повышением нагрузки. При неполной загрузке силового трансформатора износ его изоляции замедляется. За счет этого допускается в

отдельные периоды перегрузка трансформатора, которая не сокращает нормальный срок его работы.

Величину допустимой перегрузки силового трансформатора в отдельные часы суток за счет его недогрузки в другие часы определяют по диаграммам нагрузочной способности трансформатора. Такие диаграммы составлены для силовых трансформаторов с естественным масляным и принудительным воздушным охлаждением исходя из нормального срока износа изоляции трансформаторов от нагрева. Для пользования указанными диаграммами необходимо располагать коэффициентом суточного графика нагрузки трансформатора, который определяется по заданному суточному графику.

Чтобы использовать фактор, допускающий увеличение нагрузки силового трансформатора в отдельные часы зимних пик за счет недогрузки трансформатора в летнее время года, пользуются следующим положением: на каждый процент недогрузки трансформатора в летнее время допускается 1 % перегрузки трансформатора в зимнее время, но не более 15%. Общая перегрузка трансформатора, которая может быть принята при использовании обоих указанных факторов, не должна превышать 30%.

Все вышесказанное относится к допускаемым перегрузкам силовых трансформаторов в условиях их нормальной эксплуатации. Иначе решается вопрос о допустимых перегрузках силовых трансформаторов в аварийных случаях.

Указанные аварийные перегрузки допускаются независимо от величины предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды. Для сухих трансформаторов допускаются следующие аварийные перегрузки: 20% в течение 60 мин и 50% в течение 18 мин.

Современные силовые трансформаторы при номинальном первичном напряжении работают с большими величинами магнитной индукции. Поэтому даже небольшое увеличение первичного напряжения вызывает повышенный нагрев стали трансформатора и может угрожать его целости.

В связи с этим при эксплуатации трансформатора величина подведенного напряжения ограничивается и ее необходимо контролировать. Максимально допустимое превышение первичного напряжения принимается для трансформаторов равным 5% от напряжения, соответствующего данному ответвлению.

Особенностью силовых трансформаторов, работающих с принудитель-

ным охлаждением масла, является быстрое повышение температуры масла при прекращении работы системы охлаждения. Однако учитывая значительную тепловую емкость трансформаторов, допускают их работу в аварийных режимах при прекращении циркуляции масла или воды, а также при остановке вентиляторов дутья. Предельная длительность работы трансформаторов в указанных условиях определяется местными инструкциями. В инструкциях учитываются как результаты предыдущих испытаний, так и заводские данные трансформаторов. Но при всех условиях работу трансформаторов при прекращении системы охлаждения допускают не больше, чем в течение одного часа.

Величина сопротивления изоляции обмоток силовых трансформаторов не нормируется, тем не менее эта характеристика относится к числу важнейших показателей состояния трансформатора и ее систематически контролируют, сравнивая с величиной, которая имела место при вводе трансформатора в эксплуатацию. Измерения производят при одинаковой температуре или разнице 5°C одинаковой продолжительности испытания (обычно 1 мин). Величина сопротивления изоляции обмоток трансформатора считается удовлетворительной, если она составляет не менее 50% от значения завода-изготовителя при вводе.

Необходимым условием обеспечения нормального срока службы силового трансформатора является контроль за его нагрузкой. Если вести эксплуатацию силового трансформатора, не превышая допускаемых для него нагрузок, срок службы силового трансформатора составляет около 25 лет. Необходимо при этом иметь в виду, что систематические недогрузки силовых трансформаторов с целью удлинения срока его службы имеют и свои отрицательные стороны: за это время конструкция трансформатора морально стареет. Чтобы контролировать нагрузку трансформаторов мощностью 1000 кВА и выше, устанавливают амперметры, шкала которых соответствует допускаемой перегрузке трансформатора.

Температуру масла трансформаторов мощностью менее 1000 кВА контролируют ртутными термометрами. При большей мощности трансформаторов для этой цели также используют манометрические термометры. Их устанавливают для удобства контроля за температурой на высоте 1,5 м от земли. Так как манометрические термометры обладают меньшей точностью, чем ртутные, время от времени производится сверка их показаний с показаниями ртутных

термометров.

При неправильном включении трансформаторов на параллельную работу могут возникать короткие замыкания, а также неравномерное распределение нагрузки между работающими трансформаторами. Чтобы этого не произошло, в трансформаторах, включаемых на параллельную работу, должно соблюдаться:

- а) равенство коэффициентов трансформации;
- б) совпадение групп соединения;
- в) равенство напряжений короткого замыкания;
- г) отношение мощностей трансформаторов, не превышающее 3;
- д) совпадение фаз соединяемых цепей (фазировка).

Проверку приведенных рекомендаций производят по заводским данным трансформаторов, включаемых на параллельную работу. Если проверка подтверждает наличие указанных условий, то приступают к фазировке трансформаторов, после чего их можно включать на параллельную работу.

Фазировка трансформаторов производится перед их включением в эксплуатацию после монтажа или капитального ремонта со сменой обмоток. Перед тем как включить трансформатор после капитального или текущего ремонта, проверяют результаты предписанных испытаний и измерений. Релейную защиту трансформатора устанавливают на отключение. После этого тщательно осматривают трансформаторную установку. При осмотре установки обращают внимание на состояние системы управления и сигнализации, а также на положение коммутационной аппаратуры. Проверяют, не оставлены ли где-либо переносные закоротки и заземления. Опробуют действия привода выключателя путем однократного включения и отключения, без чего приступать к оперированию разъединителями не разрешается.

Пробное включение трансформатора в сеть производят толчком на полное напряжение. Такое включение опасности для трансформатора не представляет, так как при наличии в нем повреждений он под действием защиты своевременно отключится от сети.

Так как порядок включения и отключения трансформаторов в значительной мере обуславливается местными условиями, предприятия разрабатывают специальные инструкции. В инструкциях должны быть отражены следующие положения:

а) трансформатор должен включаться под напряжение с той стороны, где установлена защита;

б) включение и отключение разъединителями тока холостого хода трансформаторов может производиться лишь при напряжении и мощности трансформаторов, указанных в ТКП-339. В этих инструкциях должны быть отражены также общие указания по эксплуатации трансформаторов. Порядок оперирования переключателем ответвлений у трансформатора зависит от вида переключательного устройства. В том случае, когда переключатель предназначен для переключения ответвлений под нагрузкой, переключения производятся дистанционно и отключать трансформатор от сети не требуется. Если же переключатель ответвлений не предназначен для переключений под нагрузкой, оперировать им можно лишь после того, как трансформатор отключен от сети со всех сторон.

При эксплуатации трансформаторов имеют место случаи ложного срабатывания газовых реле. Поэтому в каждом случае отключения трансформатора под действием газового реле проверяют правильность работы реле.

Если в газовом реле после его срабатывания обнаружен газ, то его необходимо проверить на горючесть. Одновременно берут пробу газа для химического анализа на содержание в нем веществ, характеризующих внутренние повреждения трансформаторов (повышенное содержание водорода и метана свидетельствует о разложении масла химической дугой). Проверяют газ на горючесть горящей спичкой, которую подносят к предварительно открытому верхнему кранику газового реле.

Если газ горит, это свидетельствует о наличии внутреннего повреждения в трансформаторе и его выводят из работы для внутреннего осмотра. Если выделяющийся газ окажется негорючим и бесцветным, то это значит, что реле сработало из-за выделения воздуха из трансформатора. В этом случае необходимо выпустить воздух из реле.

При выяснении причин, вызвавших срабатывание газовой защиты, обращают также внимание на цвет выделяющегося газа. Цвет газа может определять характер имеющегося повреждения. Так, бело-серый цвет газа указывает на повреждение бумаги или электрокартона, желтый - дерева, а черный - масла. Обратить внимание на цвет газа надо сразу же после срабатывания газового реле, иначе вещества, окрашивающие газ, могут осесть, и цвет газа изменится.

Газовое реле отключает трансформатор при понижении уровня масла в его баке. В этом случае доливают масло, а газовое реле переводят для работы на сигнал. Перевод защиты на нормальную работу (на отключение) производится после того, как выделение воздуха из бака трансформатора прекратится.

Сроки эксплуатационных испытаний силовых трансформаторов и предъявляемые к ним требования в известной степени зависят от условий, в которых работают трансформаторы, от их технического состояния (степени износа), а также от результатов ранее проведенных осмотров. Периодичность испытаний устанавливает СТП 09110.20.366-08.

В процессе эксплуатации у трансформаторов измеряют сопротивление изоляции обмоток и коэффициент абсорбции. Измерения производят мегомметром на напряжение 2500 В. Хотя значения этих показателей не нормируются, они учитываются при общей оценке состояния трансформатора.

Также измеряют тангенс угла диэлектрических потерь изоляции обмоток трансформатора. При резком повышении по сравнению с ранее получавшимися значениями (на 50% и более) необходимо выяснить причину этого явления. Причиной резкого повышения тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток трансформатора может быть повышение тангенса угла диэлектрических потерь самого масла, находящегося в трансформаторе.

Для контроля уровня масла в трансформаторе на маслоуказателе должны быть нанесены контрольные метки для температуры (в неработающем трансформаторе: минус 45°C, плюс 15°C, плюс 45°C - для исполнения У).

4. Особенности конструктивного выполнения трансформаторов и автотрансформаторов

Основными элементами конструкций масляных трансформаторов и автотрансформаторов¹ являются: магнитопровод, обмотки с отводами и элементами изоляции, бак с расширителем.

Кроме того, трансформаторы снабжаются различными вспомогательными устройствами: охлаждения, переключения ответвлений, защиты масла от воздействий внешней среды, контроля и сигнализации, а также вводами.

¹ Далее под термином «трансформаторы» понимаются и автотрансформаторы, если в тексте не сделано особой оговорки.

Магнитопровод трансформатора выполняет функции магнитной системы и одновременно его конструктивной и механической основы. В конструкции магнитопровода различают активную часть, непосредственно проводящую магнитный поток, и неактивную часть, придающую магнитопроводу необходимую жесткость и являющуюся остовом для установки и крепления на нем различных деталей.

Активная часть трансформаторов старых конструкций собиралась из отдельных листов горячекатаной кремнистой электротехнической стали марок 1511, 1512, 1513.

В современных трансформаторах применяется холоднокатаная электротехническая сталь марок 3413, 3416, обладающая более низкими удельными потерями и повышенной проницаемостью, что позволило увеличить индукцию в стали и уменьшить в несколько раз потери и ток ХХ.

Для снижения потерь от-вихревых токов листы стали, толщина которых выбирается в пределах 0,35 - 0,5 мм, изолируются друг от друга жаростойкими покрытиями, или лаковыми пленками, или тем и другим одновременно.

Толщина электроизоляционных покрытий 4 - 5 мкм вместо 20 - 30 мкм в прошлом, когда поверхность пластин оклеивалась бумагой.

Магнитная цепь магнитопровода состоит из вертикальных стержней и перекрывающих их сверху и снизу ярм.

При изготовлении магнитопровода прямоугольные пластины (обычно из двух-трех листов стали каждая) собирают (шихтуют) таким образом, чтобы пластины одного слоя перекрывали стыки пластин смежного с ним слоя (рисунок 1,а).

В магнитопроводе из холоднокатаной стали вместо прямоугольных пластин применяют пластины, одна из сторон которых срезана под углом. Шихтовка пластин в «косой стык» (рисунок 1,б) приводит к снижению потерь в углах магнитопровода, так как при этом уменьшается длина пути магнитного потока, не совпадающего с направлением прокатки листа (рисунок 2).

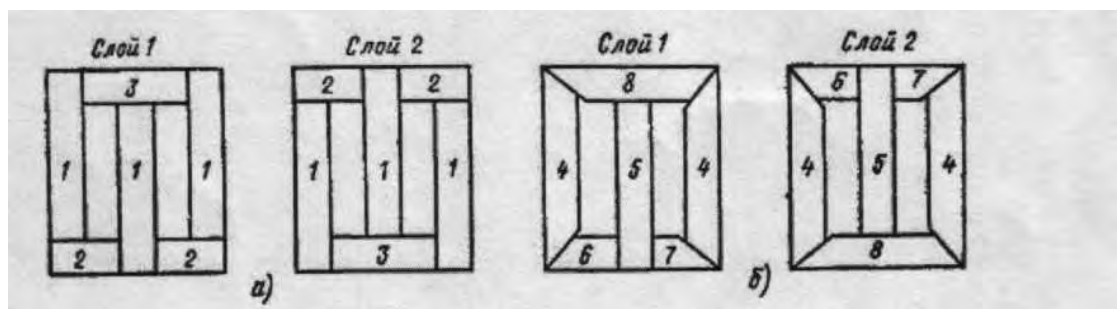


Рисунок 1 - Чередование пластин стержней и ярм из прямоугольных пластин (а) и из пластин со срезанными углами (б)
1-8– пластины.

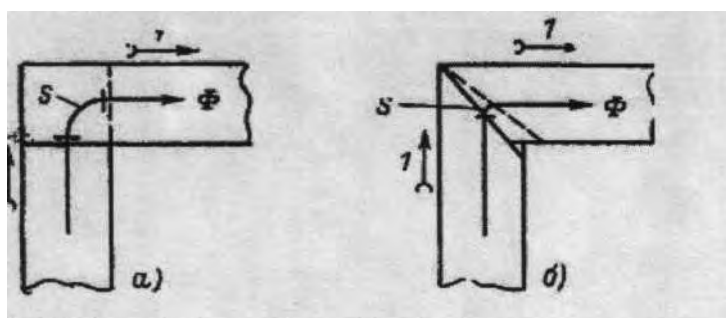


Рисунок 2 - Длина пути S магнитного потока, не совпадающего с направлением прокатки листов стали, при шихтовке магнито-провода из прямоугольных пластин (а) и из пластин со срезанными углами (б):

1- направление прокатки листов стали.

Неактивная часть магнитопровода состоит из деталей и узлов, обеспечивающих в процессе работы трансформатора плотное прилегание листов стали друг к другу и разгружающих активную часть от внешних механических нагрузок.

До недавнего времени стержни магнитопроводов стягивали (прессовали) при помощи специальных шпилек (рисунок 3,а), которые тщательно изолировали от пластин, чтобы избежать замыкания пластин. Способ прессовки шпильками трудоемок и ненадежен. Кроме того, проштампованные в активной стали отверстия для шпилек уменьшают площади поперечных сечений стали, что ведет к местным сгущениям магнитного потока и увеличению потерь. При применении холоднокатаной стали эти потери возрастают в несколько раз. Поэтому магнитопроводы большинства трансформаторов (а крупные все без исключения) прессуются без применения шпилек, при помощи бандажей (рисунок 3, б и в). Во время сборки магнитопровода на сборочном стенде листы стали стержней и ярм сперва сжимают гидравлическим прессом, а потом на стержни накладывают стальные бандажи 16, концы которых крепят к разделительной

пряжке 17 из изоляционного материала, чтобы не образовался замкнутый контур по бандажу. Ярма стягивают стальными полубандажами 21, проходящими поверх ярма и через окно магнитопровода.

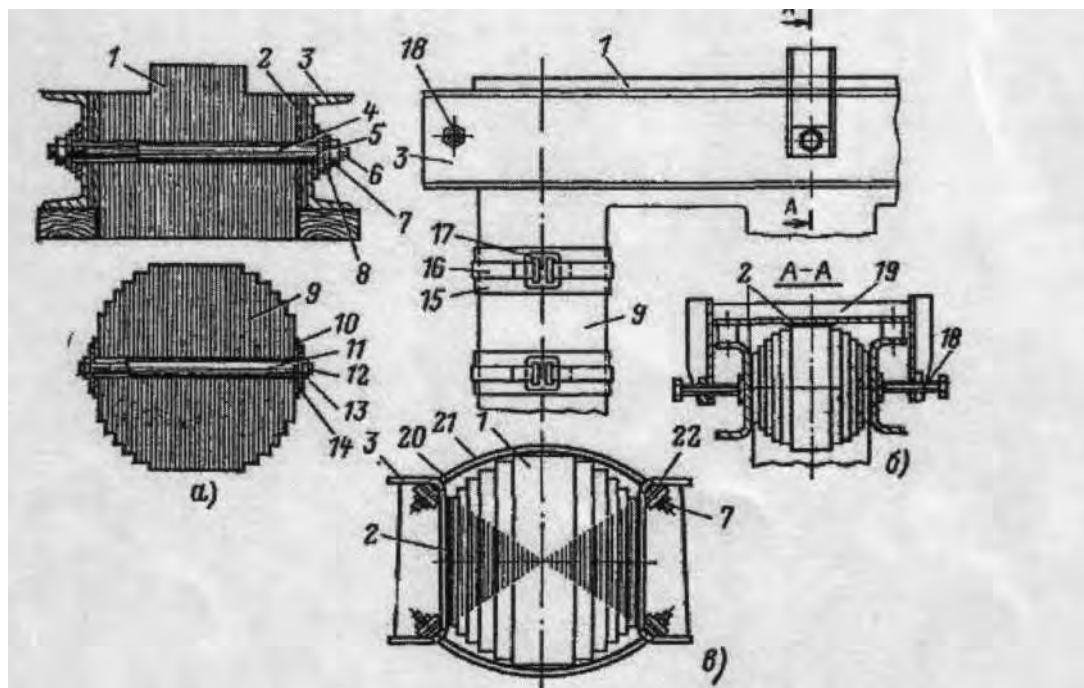


Рисунок 3 - Способы прессовки магнитопровода сквозными шпильками (а), ярм - внешними шпильками, стержней - бандажами (б), ярм - полубандажами (в):

1 - ярмо; 2 - картонная изоляция; 3 - ярмовая балка; 4 и 11 - бумажно-бакелитовые трубки; 5 и 10 - изоляционные шайбы; 6 и 12 - сквозные стяжные шпильки; 7 и 13 - гайки; 8 и 14 - стальные шайбы; 9 - стержень магнитопровода; 15 - картонная подбандажная изоляция; 16 - стальной бандаж; 17 - замок бандаж (изоляция); 18 - внешняя шпилька; 19 - скоба; 20 - картонная изоляция полубандаж, 21 - стальной полубандаж. 22 - изоляционная прокладка (стеклотекстолит).

Равномерность опрессовки достигается за счет установки специальных ярмовых балок 3. Ярмовые балки изолируются от активной стали. Современным способом прессовки стержней является стягивание их бандажами из стеклоленты.

Для разгрузки активной части от внешних механических нагрузок верхние и нижние ярмовые балки связываются между собой шпильками или пластинами. Благодаря этим шпилькам (пластинам) механические нагрузки, например, при подъеме и транспортировке магнитопровода воспринимаются ярмовыми балками и не воздействуют на активную часть магнитопровода.

При работе трансформатора на металлических частях его магнитопровода наводятся электрические заряды. Чтобы избежать разрядов внутри бака, активная сталь и ярмовые балки заземляются при помощи медной ленты, соединяющей крайний пакет активной стали с ярмовой балкой и проходящей далее к заземленному баку.

Обмотки трансформаторов средней и большой мощности выполняются из медного провода прямоугольного сечения, изолированного кабельной бумагой. Они имеют цилиндрическую форму и располагаются на стержнях магнитопровода концентрически (рисунок 4).

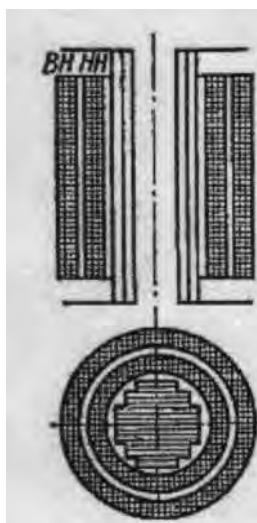


Рисунок 4 - Концентрическое расположение обмоток на стержне магнитопровода

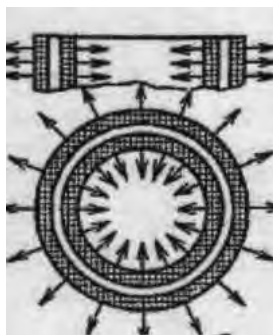


Рисунок 5 - Растягивающие и сжимающие радиальные усилия, действующие на обмотки при их концентрическом расположении.

Обмотки трансформаторов должны обладать необходимой:

- *электрической прочностью* (способностью выдерживать различные коммутационные и атмосферные перенапряжения);

- *термической прочностью* (при работе с номинальной мощностью ни одна часть трансформатора не должна перегреваться сверх установленных норм;

- *механической прочностью* (способностью выдерживать без повреждений и остаточных деформаций механические усилия, возникающие от взаимодействия токов КЗ в обмотках с магнитным полем рассеяния). Это требование вызвано тем, что при прохождении по concentрическим обмоткам токов КЗ они испытывают большие радиальные усилия, стремящиеся растянуть радиально наружную и, наоборот, сжать внутреннюю обмотку (рисунок 5). Кроме того, в осевом направлении concentрические обмотки также испытывают усилия, сжимающие обмотки по их высоте. В симметричных обмотках усилия малы. Однако при несимметрии (неодинаковой высоте обмотки и неравномерном распределении витков с током по высоте) сжимающие усилия могут достичь опасных значений. Для придания обмоткам механической прочности их расклинивают в радиальном направлении деревянными планками, рейками, прокладками. В осевом направлении обмотки прессуют прессующими кольцами. Прессующие кольца изолируются от обмотки.

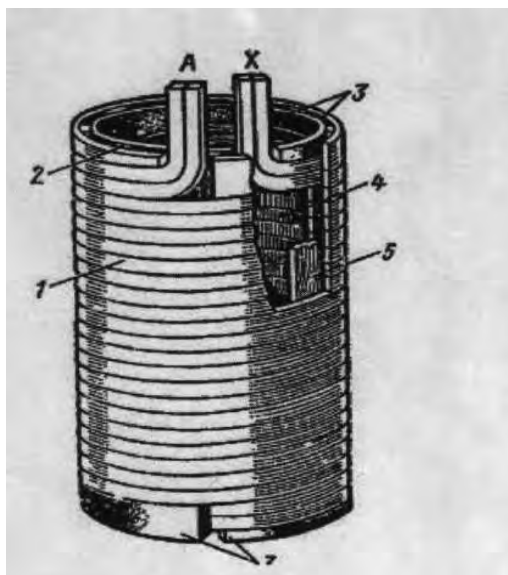


Рисунок 6 - Двухслойная цилиндрическая обмотка с двумя параллельными проводниками:

1- наружный слой обмотки; 2- охлаждающий масляный канал; 3- выравнивающие бумажно-бакелитовые опорные кольца с торцов обмотки; 4- внутренний слой обмотки; 5- буковая рейка

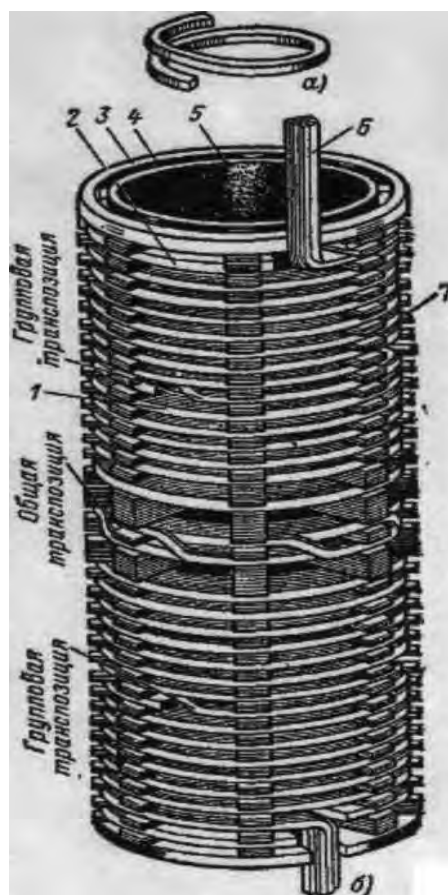


Рисунок 7 - Винтовая однозаходная обмотка

а - виток обмотки из одного провода, *б*- обмотка из восьми параллельных проводов; 1- витки обмотки; 2- сегмент; 3- торцевое опорное кольцо; 4- буковая рейка; 5- бумажно-бакелитовый цилиндр; 6- вывод проводников обмотки; 7- изолирующая прокладка.

По характеру намотки провода концентрические обмотки делят на цилиндрические, винтовые, непрерывные спиральные и переплетенные (петлевые). Эти виды обмоток получили наибольшее распространение.

Двухслойная цилиндрическая обмотка показана на рисунке 6. Ее витки плотно прижаты друг к другу. Она намотана на бумажно-бакелитовом цилиндре. Наружный слой 1 переходит во внутренний слой 4 снизу. Между слоями обмотки имеется масляный канал, образованный при помощи реек 5 и обеспечивающий как дополнительную изоляцию, так и доступ к обмотке охлаждающего масла. По своим конструктивным данным обмотка недостаточно стойка к токам КЗ. поэтому применение ее ограничено трансформаторами небольшой мощности.

Винтовая обмотка состоит из ряда витков, которые следуют один за другим по винтовой линии, как в однозаходном винте (рисунок 7, а). Витки обмотки намотаны на жестком бумажно-бакелитовом цилиндре. Между витками ус-

тановлены изоляционные (дистанционные) прокладки. Механическую прочность в радиальном направлении придают обмотке деревянные расклинивающие рейки, идущие по всей ее высоте. Наличие масляных каналов между витками обеспечивает высокую электрическую прочность обмотки.

Винтовые обмотки чаще всего изготавливаются из нескольких параллельных проводов в витке (рисунок 7 б). Параллельные провода обмотки, расположенные концентрически (на разном расстоянии от оси обмотки), имеют разные активные и индуктивные сопротивления. Для равномерного распределения тока между параллельными проводами их сопротивления выравнивают транспозицией, т. е. перекладкой проводов, в результате которой каждый провод попеременно занимает различные положения. У винтовой обмотки обычно делают одну общую и две групповые транспозиции.

Непрерывная спиральная обмотка состоит из ряда последовательно соединенных дисков (катушек), намотанных по спирали (рисунок 8). Переход провода из одной катушки в другую выполняется без нарушения его целостности, без паяк. Между катушками устанавливаются прокладки из электрокартона. Обмотка обладает высокой электрической и механической прочностью, хорошим охлаждением. Она применяется в трансформаторах напряжением до 220 кВ.

Переплетенная обмотка применяется в трансформаторах напряжением 500 кВ и выше. В процессе ее намотки витки смежных катушек (секций) переплетаются между собой, что обеспечивает необходимый уровень импульсной прочности изоляции и высокую динамическую стойкость обмотки при КЗ.

Отводы от обмоток. Напряжение трансформаторов регулируют переключением регулировочных ответвлений от обмоток. Ответвления выполняют при изготовлении обмоток. При расположении ответвлений с наружной стороны обмотки их выполняют в виде петель из того же провода, что и витки обмотки. Внутренние ответвления выполняют из полос ленточной меди, припаяваемых к проводам обмотки. Ответвления соединяются с переключателями и вводами трансформаторов при помощи отводов, изготавливаемых из гибкого медного провода и медных стержней. Отводы надежно изолируются от бака, ярмовых балок, обмоток и других отводов. При ремонтах не допускается нарушение установленных расстояний отводов от заземленных частей и от собственной обмотки.

Изоляция является важным элементом конструкции масляных трансформаторов. Различают внутреннюю и внешнюю изоляцию трансформатора. Внутренняя изоляция (изоляция токоведущих частей, находящихся в баке) подразделяется на главную изоляцию - изоляцию обмоток от заземленных частей и других обмоток; продольную изоляцию - изоляцию между витками, слоями и катушками одной и той же обмотки, изоляцию отводов и переключателей.

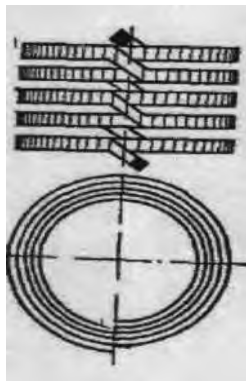


Рисунок 8 – Непрерывная спиральная обмотка

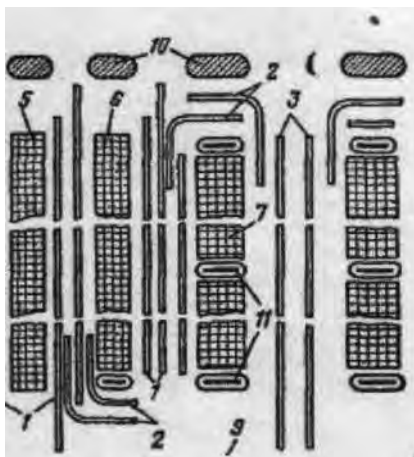


Рисунок 9 - Главная изоляция трансформатора напряжением 220 кВ:

1- изолирующие цилиндры; 2 - угловые шайбы; 3 - междуфазные перегородки; 4- стержень магнитопровода; 5- обмотка ПН; 6- обмотка СН 7 - обмотка ВН; 8 - ярмо; 9 -ярмовый барьер; 10- прессующее кольцо; 11 - емкостное кольцо.

Один из вариантов конструкции главной изоляции обмоток представлен на рисунок 9. Изоляция обмоток от стержней магнитопровода, а также изоляция между обмотками выполняется при помощи изоляционных цилиндров, перегородок, распорок и шайб, промежутки между которыми заполнены маслом. Чередование твердых и жидких диэлектриков повышает электрическую прочность изоляции. Цилиндры выступают над обмотками, что исключает разряды по поверхности цилиндров с обмоток на стержень и между обмотками.

Изоляция обмоток от ярма усиливается угловыми шайбами 2. В качестве международной изоляции применены перегородки 3 из электрокартона.

Продольная изоляция обмоток между витками обеспечивается изоляцией самого обмоточного провода. Усиление этой изоляции производится только на входных витках катушек фазных обмоток.

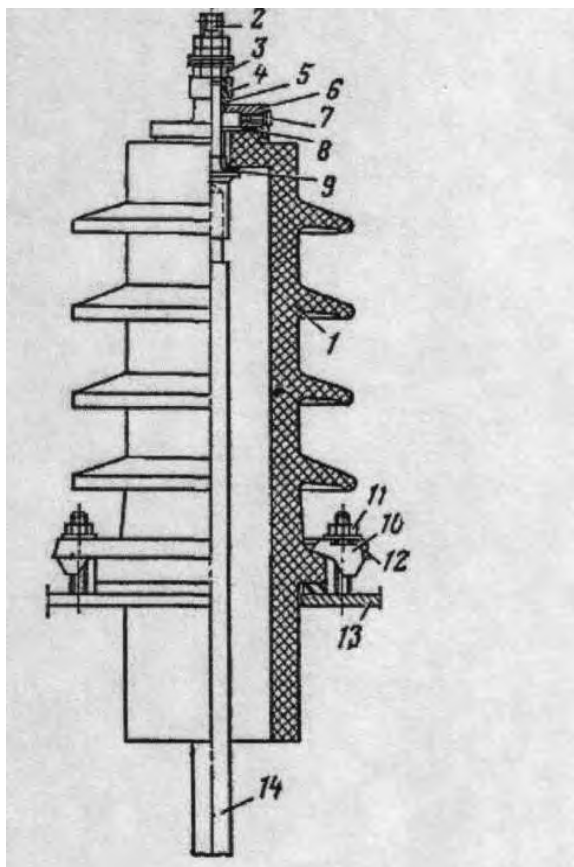


Рисунок 10 - Съёмный ввод на напряжение 35 кВ:

1- фарфоровый изолятор; 2- токоведущий стержень; 3- гайка; 4- втулка; 5 - резиновое кольцо; 6- колпак; 7 - болт, закрывающий отверстие для выхода воздуха; 8- резиновая шайба; 9- уплотнение; 10- кулачок; 11 - шпилька; 12- накидной фланец; 13- крышка бака; 14- отвод.

Междуслойная изоляция выполняется из кабельной бумаги, электрокартона или путем оставления между слоями обмотки масляного канала.

Междукатушечная изоляция выполняется с помощью электрокартонных шайб и радиальных масляных каналов.

К внешней изоляции трансформатора относят наружную изоляцию: вводы и воздушные промежутки, отделяющие вводы друг от друга и от заземленных частей трансформатора.

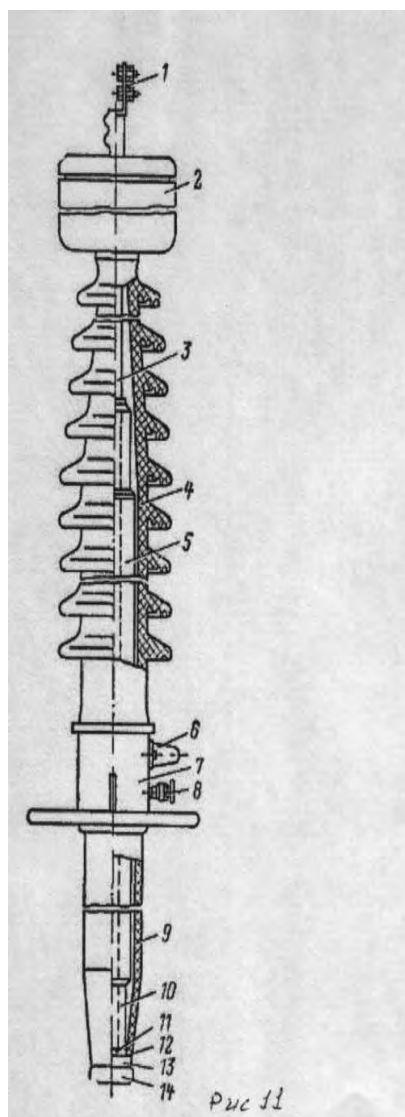


Рисунок 11 - Маслонаполненный герметичный ввод 110кВ:

1- контактный зажим; 2- компенсатор давления; 3- соединительная труба; 4, 9- верхняя и нижняя фарфоровые покрывшки, 5 - изоляционный остов; 6- измерительный вывод; 7 - соединительная втулка; 8- вентиль к манометру; 10- бумажно-бакелитовый цилиндр; 11-гетинаксовая шайба, 12- кольцевая резиновая прокладка; 13- латунный стакан; 14- экран.

Вводы служат для подачи напряжения к обмоткам трансформатора. На напряжении 35 кВ и ниже применяются съемные вводы (рисунок 10). Отвод 14 проходит внутри фарфорового изолятора, который крепится к крышке бака 13 накладным фланцем 12 с кулачками 10. Внутреннюю полость изолятора заполняет масло из бака. Верхняя торцевая часть изолятора уплотняется резиновым кольцом 5 и шайбой 8. Достоинство съемных вводов состоит в удобстве замены фарфоровых изоляторов при их повреждениях. Для этого достаточно снять колпак 6 и кулачки 10.

На напряжение 110 кВ и выше применяются маслonaполненные герметичные, негерметичные и маслоподпорные вводы. На рисунке 11 показан маслonaполненный герметичный ввод 110кВ. Токоведущая система ввода представляет собой соединительную трубу 3 (при помощи соединительной трубы стягиваются основные части ввода) с контактным зажимом 1 сверху и экранированным узлом снизу. Внутри трубы проходит гибкий отвод от обмотки. Изоляция ввода состоит из двух фарфоровых крышек 4 и 9, закрепленных на металлической соединительной втулке 7, изоляционного остова 5, намотанного из бумаги, и заполняющего ввод масла. Между слоями бумаги остова проложены уравнивающие обкладки из фольги для выравнивания электрического поля внутри ввода и на его поверхности. Последняя обкладка используется в качестве измерительных конденсаторов для измерения изоляционных характеристик ввода. Предпоследняя обкладка - для измерения напряжения – ПИН.

Масло в герметичных вводах не имеет сообщения с окружающей средой. Компенсация температурных изменений объема масла осуществляется компенсатором давления 2, внутри которого размещены сильфоны. Давление во вводе контролируется при помощи манометра, подключаемого к вентиллю 8. Негерметичные вводы имеют маслорасширители. Заполняющее ввод масло сообщается с окружающей средой через масляный затвор и осушитель воздуха. Манометры, установленные на герметичных вводах, являются индикаторными и не подлежат проверке.

Маслоподпорные вводы выполняются герметичными, но масло для их подпитки поступает непосредственно из трансформатора через специальную трубку с краном у ввода.

Последнее время вместо маслonaполненных вводов широкое применение получили вводы с твердой изоляцией:

BRIT – лакированной бумагой, намотанной на центральную трубу с последующим запеканием;

RIP – бумажного остова, пропитанного эпоксидным компаундом под вакуумом. Эти вводы обладают более высокой термической стойкостью по сравнению со всеми применяемыми вводами.

Вводы с изоляцией BRIT для улучшения охлаждения и заполнения полости между фарфоровой рубашкой и остовом ввода заливаются трансформа-

торным маслом в небольших количествах. Поэтому течь масла из таких вводов является дефектом. Такие вводы подлежат замене и не ремонтируются.

У маслонаполненных герметичных вводов с маслом ГК из-за высокого уровня содержания в масле растворимых газов (особенно водорода) в эксплуатации и при хранении наблюдается резкое повышение давления в вводе. Поэтому при осмотре трансформатора необходимо контролировать давление во вводе, температуру наружного воздуха и верхних слоев масла. При резком повышении давления необходимо отбирать пробу масла на хроматографический контроль. При неудовлетворительных результатах – ввод необходимо заменить. Ремонту он не подлежит.

Высокое газовыделение наблюдается у этого масла, а также у масла NY-TRO-10x при заливке их в трансформаторы. При удовлетворительных испытаниях трансформатора в объеме после капитального ремонта, появления в первую очередь водорода не является браковочным фактором.

Защита обмоток трансформаторов от атмосферных перенапряжений выполняется различными устройствами емкостной защиты. К таким устройствам относят экраны, емкостные кольца и экранирующие витки. Экраны (незамкнутые цилиндры из немагнитного металла) укладывают под внутренний слой обмотки ВН и подключают к линейному вводу (рисунок 12). Экранами снабжают трансформаторы напряжением 35 кВ и ниже.

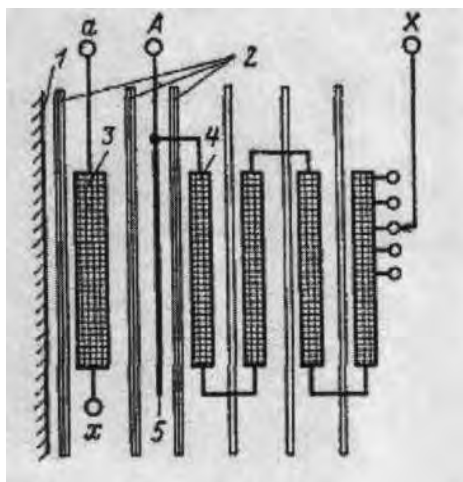


Рисунок 12 - Схема емкостной защиты обмоток 35 кВ

1- стержень магнитопровода; 2- изоляционные цилиндры; 3 - обмотка НН; 4- обмотка ВН; 5- экран

Трансформаторы напряжением 110-220 кВ имеют устройство емкостной защиты, схема которого показана на рисунке 13. В схему входят незамкнутое металлическое изолированное кольцо, расположенное с торца обмотки, и не-

сколько незамкнутых экранирующих витков. Экранирующие витки электрически соединены с емкостным кольцом и подключены к линейному вводу обмотки.

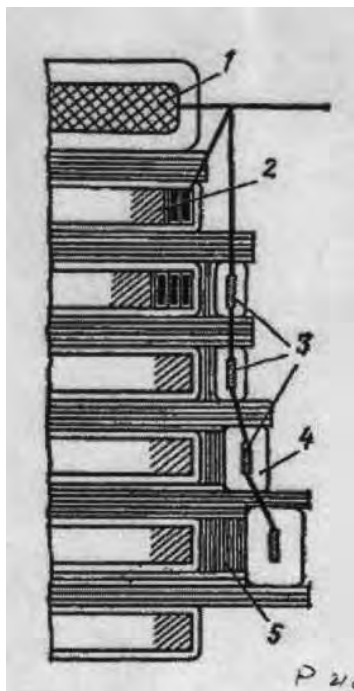


Рисунок 13 - Схема емкостной защиты обмоток 220 кВ.

1- емкостное кольцо; 2- обмотка; 3- экранирующие витки; 4- изоляция экранирующих витков; 5 - изоляционные прокладки, образующие масляные каналы.

Электрические емкости экранирующих витков и колец дают возможность выровнять начальное распределение импульсного напряжения по обмотке и избежать опасных воздействий перенапряжений на изоляцию первых ее витков и секций.

Бак масляного трансформатора представляет собой резервуар, внутри которого устанавливается активная часть. Баки трансформаторов малой и средней мощности закрываются сверху крышками. Крышка служит основанием для установки на ней вводов, расширителя, выхлопной трубы, контрольно-сигнальных и других устройств. В ряде конструкций к крышкам механически крепится активная часть. В этом случае при ремонте активная часть поднимается из бака вместе с крышкой. После этого отсоединяются отводы от вводов и привод от переключателя и крышка отделяется от активной части.

Современные трансформаторы с массой активной части более 25т изготавливаются с баками колокольного типа с болтовым разъемом снизу. Разъем делит бак на две части: нижнюю - поддон и верхнюю - колокол. На нижней части

устанавливается активная часть трансформатора. Верхняя (подъемная) часть выполняется с учетом особенностей транспортировки по железной дороге.

Конструкция бака с нижним разъемом обеспечивает доступ к активной части трансформатора при снятии колокола, исключая тем самым подъем самой активной части. Современные импортные трансформаторы не имеют нижнего разъема - он заварен.

Герметичность бака в разъеме, а также в местах установки вводов, присоединения труб системы охлаждения и другого оборудования обеспечивается резиновыми прокладками.

Для передвижения трансформатора во время монтажа и ремонта нижняя часть бака снабжается поворотной кареткой с катками. Предусмотрены также ушки для крепления крюков, тросов и пр.

Сверху на крышке или колоколе с помощью фланцевых соединений устанавливаются расширитель и выпускная труба.

Расширитель (рисунок 14) соединяется патрубком с баком трансформатора и обеспечивает заполнение его маслом, приема масла вследствие колебаний температуры. Кроме того, трансформатор с расширителем имеет меньшую площадь открытой поверхности масла, соприкасающегося с воздухом, что уменьшает степень окисления, увлажнения и загрязнения масла. Объем расширителя составляет 9,5 - 10 % объема масла в трансформаторе и системе охлаждения.

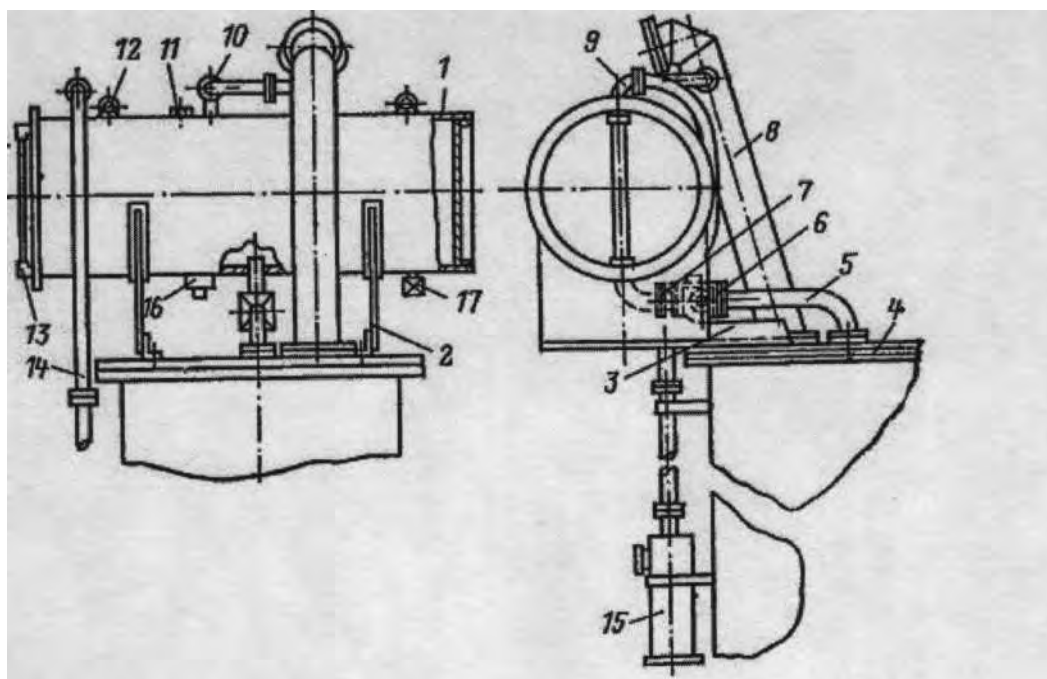


Рисунок 14 - Расширитель и выпускная труба трансформатора:

1 - расширитель; 2 - опорные пластины; 3 - крепящие уголки; 4- крышка; 5- маслопровод; 6- газовое реле; 7 - плоский кран; 8- выхлопная труба; 9- патрубок для присоединения воздухоосушителя; 10 - газоотводные трубы: Л-пробка; 12 - кольцо для подъема расширителя; 13-маслоуказатель; 14- труба для присоединения воздухоосушителя; 15 -воздухоосушитель; 16- отстойник; 17 - пробка или вентиль для спуска и заливки масла.

Сообщение внутреннего объема расширителя с атмосферой осуществляется через трубу 14, заканчивающуюся воздухоосушителем 15. К расширителю приварен отстойник 16, в котором накапливаются вода и осадки, попадающие в масло. Расширитель связан газоотводными трубками с высоко расположенными точками колокола для отвода газов, которые могут там накапливаться.

В маслопровод, соединяющий расширитель с баком, встраивается газовое реле 6, реагирующее на внутренние повреждения, сопровождающиеся выделением газов, а также на понижение уровня масла. Газовые реле применяются двух типов: поплавковые и чашечные.

При повреждении трансформатора и возникновении пожара появляется необходимость быстрого перекрытия маслопровода, идущего от расширителя к баку. Для этого в маслопровод встраивается специальный автоматический клапан. Отсечной клапан закрывает отверстие для прохода масла из расширителя под действием заранее заведенной пружины. Управляется клапан электромагнитом, на обмотку которого подается оперативный ток при срабатывании релейной защиты от внутренних повреждений (на рисунке 14 клапан не показан).

Выхлопная (предохранительная) труба на крышке бака защищает его от разрыва при интенсивном выделении газа во время крупных повреждений внутри трансформатора. Верхний конец выхлопной трубы герметично закрывается диафрагмой из стекла или медной фольги. При взрывообразных выделениях газа диафрагма выдавливается, давление в баке понижается, что и предохраняет его от деформации. Верхняя полость выхлопной трубы и воздушное пространство над поверхностью масла в расширителе соединены между собой трубкой. Это необходимо для выравнивания давлений с обеих сторон диафрагмы при изменении объема масла в нормальных эксплуатационных условиях.

Вместо выхлопной трубы в настоящее время находят применение механические пружинные предохранительные клапаны, устанавливаемые на верхней части стенки бака трансформатора. Клапан срабатывает при повышении

давления в баке до 80 кПа и закрывается при давлении ниже 35 кПа. На баке устанавливаются два клапана и более.

Расширитель снабжается маслоуказателем 13, а трансформаторы мощностью 10 МВ-А и более, кроме того, - реле низкого уровня масла. Маслоуказатель служит для контроля уровня масла в трансформаторе. Применяются плоские и трубчатые стеклянные маслоуказатели, работающие по принципу сообщающихся сосудов. На шкале маслоуказателя наносятся три контрольные риски, соответствующие уровням масла в неработающем трансформаторе при температурах -45, +15 и +40⁰С. Получили распространение также стрелочные магнитные маслоуказатели. Маслоуказатель имеет поплавков, располагающийся на поверхности масла в расширителе. Связь поплавок со стрелкой маслоуказателя, находящегося снаружи, осуществляется посредством двух постоянных магнитов, один из которых жестко связан со стрелкой, другой - системой рычагов с поплавком. Магниты разделены между собой тонкой немагнитной пластиной, герметично закрывающей окно, вырезанное в стальном дне расширителя. Магниты взаимодействуют между собой через немагнитную пластину, поворачиваясь на один и тот же угол в зависимости от положения поплавка.

В корпус маслоуказателя встроен также специальный герметичный контакт (геркон), подающий сигнал в случае недопустимого понижения уровня масла в трансформаторе.

5. Системы охлаждения трансформаторов и их эксплуатация

Теплота, выделяющаяся в обмотках и магнитопроводе работающего трансформатора, рассеивается в окружающую среду. Переход теплоты с поверхности обмоток и магнитопровода к охлаждающему маслу происходит вследствие разности температур между ними. Теплопередача обеспечивается непрерывной естественной или принудительной циркуляцией масла внутри трансформатора. Естественное движение нагретых и холодных слоев масла объясняется их разной плотностью. В окружающую среду тепло отводится конвекционными потоками воздуха у стенок бака и излучением. Теплопередача конвекцией происходит со всей поверхности бака, труб и охладителей и зависит от разности температур бака и воздуха, от конфигурации и площади охлаждаемых поверхностей. Чем свободнее доступ воздуха к охлаждаемой поверхности, тем интенсивнее теплопередача.

Теплопередача путем излучения (а она составляет для трансформаторов с гладкими стенками баков около 50 % общей теплопередачи) зависит от температуры излучающей поверхности и ее состояния. С закрытой трубами и охладителями поверхности излучения не происходит, что связано с прямолинейным распространением лучистой энергии.

Системы охлаждения. Предусмотрены следующие системы охлаждения масляных трансформаторов и условные обозначения: масляное охлаждение с естественной циркуляцией масла внутри бака и воздуха снаружи - М; масляное дутьевое охлаждение с естественной циркуляцией масла - Д; масляное дутьевое охлаждение с принудительной циркуляцией масла - ДЦ;

Трансформаторы с естественным масляным охлаждением (система М) при очень малой мощности (не превышающей 25 кВА) выпускаются с гладкими баками. Поверхность баков таких трансформаторов достаточна для отвода тепла. С ростом мощности трансформаторов появляется необходимость искусственного увеличения площади охлаждающих поверхностей. Одним из конструктивных решений является применение баков с охлаждающими трубами.

Стальные трубы (предварительно согнутые) располагают вертикально, параллельно стенке бака, и приваривают изнутри бака. Трубчатые баки имеют трансформаторы мощностью 1,6 МВ-А включительно.

Для трансформаторов мощностью 1,6-10 МВ-А применяются радиаторные баки. На гладкие баки навешиваются трубчатые охладители (радиаторы), позволяющие, получать значительно большие поверхности охлаждения, чем у баков с охлаждающими трубами. Схема естественной циркуляции масла в трансформаторе с радиаторами показана на рисунке 15. Каждый радиатор представляет собой самостоятельный узел, присоединяемый своими патрубками к патрубкам бака. Между фланцами патрубков устанавливаются плоские краны. Кранами пользуются в том случае, когда радиатор выводится в ремонт или снимается с трансформатора, заполненного маслом. После снятия радиатора на краны ставят стальные заглушки.

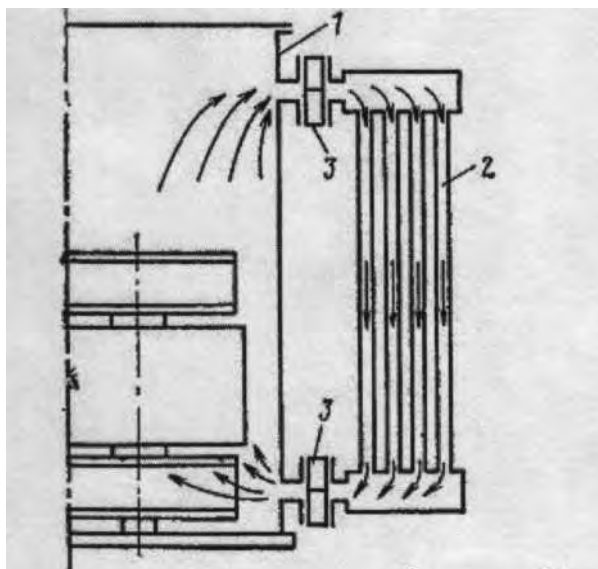


Рисунок 15 - Схема естественной циркуляции масла (система охлаждения М):
1- бак трансформатора; 2- радиатор; 3- плоский кран.

У трансформаторов мощностью более 10 МВ-А периметр бака оказывается недостаточным для навешивания необходимого количества радиаторов. Тогда вместо естественного применяют принудительное дутьевое охлаждение, при котором теплопередача радиаторов увеличивается на 40 - 50 % по сравнению с теплопередачей при естественном охлаждении. Интенсивность теплопередачи повышается за счет ускорения движения охлаждающего воздуха. Дутье осуществляется вентиляторами-крыльчатками (рисунок 16).

Трансформаторы с дутьевым охлаждением допускают работу с отключенным дутьем, если нагрузка менее номинальной, а температура верхних слоев масла не превышает 55 °С.

При аварийном отключении всех вентиляторов обдува работа трансформатора с номинальной нагрузкой допускается в зависимости от температуры окружающего воздуха в течение ограниченного времени.

Температура воздуха, °С		-15	-10	0	+10	+20	+30	Допустимая длительность работы, ч
		60	40	16	10	6	4	

Работа трансформаторов с нагрузкой выше номинальной возможна только с включенным дутьем независимо от температуры масла и окружающего воздуха.

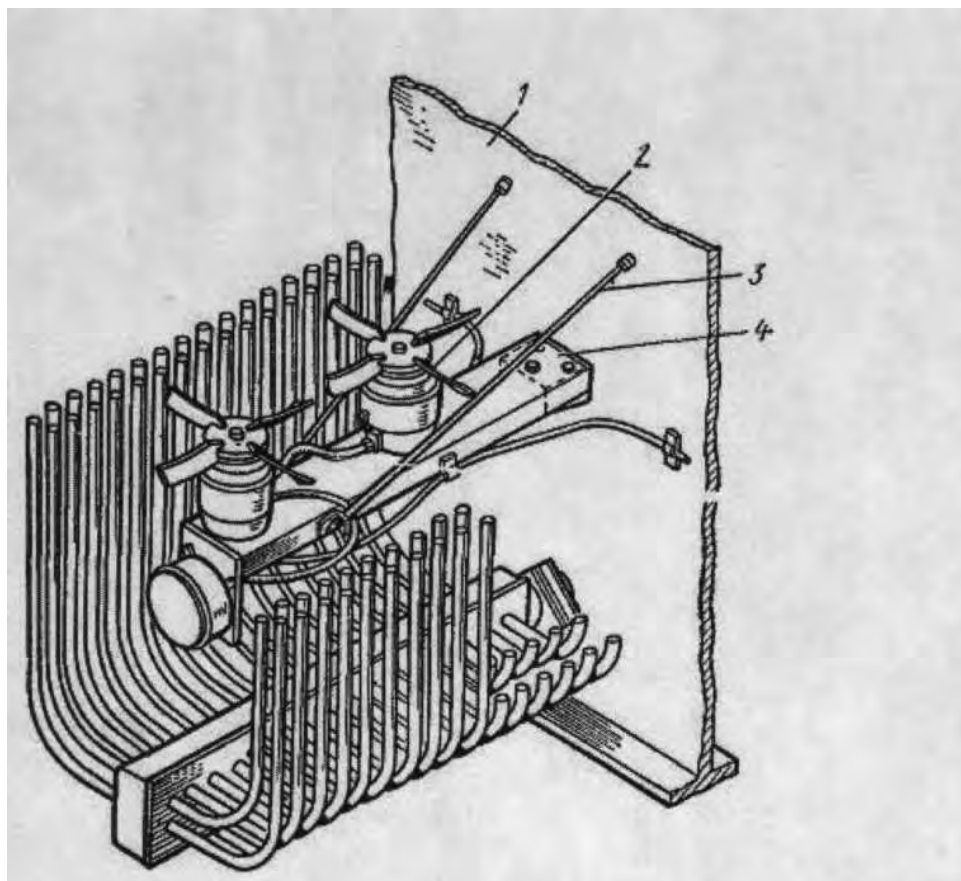


Рисунок 16 - Установка вентиляторов для обдувания радиаторов (система охлаждения Д):

1- стенка бака; 2 - двигатель вентилятора; 3- растяжка; 4- кронштейн.

Управление дутьем, т. е. включение и отключение электродвигателей вентиляторов, производится вручную и автоматически. Автоматическое включение дутья осуществляется при помощи контактов термометрического сигнализатора ТСМ-100. Дутье автоматически отключается при снижении температуры масла до 50 °С.

Схема автоматического пуска и остановки двигателей вентиляторов по температуре масла дополняется автоматикой включения дутья при достижении номинального тока трансформатора и отключения дутья - при снижении тока нагрузки ниже номинального.

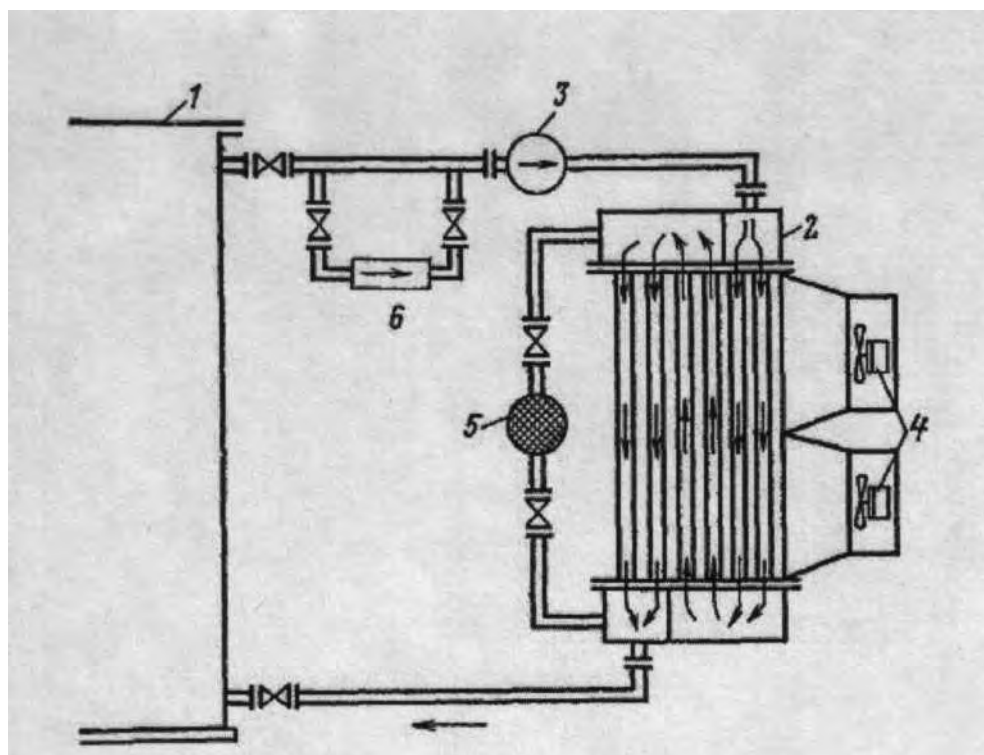


Рисунок 17 - Схема воздушно-масляного охлаждения (система ДЦ):

1- бак трансформатора; 2- охладитель; 3- электронасос; 4- вентиляторы для обдувания охладителя; 5- адсорбционный фильтр; 6- струйное реле.

У мощных трансформаторов и автотрансформаторов дутьевое охлаждение не обеспечивает полного отвода теплоты потерь. В этих случаях применяется система воздушно-масляного охлаждения с принудительной циркуляцией масла с помощью насосов и интенсивным обдувом охладителей вентиляторами, установленными на охладителях (рисунок 17).

Охладители представляют собой спаренные друг с другом калориферы. Каждый калорифер состоит из нескольких рядов труб, развальцованных в трубных досках или вваренных в них. Нагретое масло из верхней части бака забирается электронасосом и прогоняется через охладитель. Охлажденное масло возвращается в нижнюю часть бака и перемещается вверх благодаря конвекции.

Для увеличения теплоотдачи у крупных трансформаторов, выпускаемых отечественной промышленностью, движение масла внутри трансформатора упорядочено: охлажденное масло подается по специальным трубам к определенным частям обмоток, в результате чего создается организованная циркуляция масла по охлаждающим каналам. Такая система направленной циркуляции масла в обмотках более эффективна. Трансформаторы с искусственным охлаждением могут эксплуатироваться только при работающих вентиляторах дутья,

насосах циркуляции масла и с включенной сигнализацией о прекращении подачи масла и остановке вентиляторов обдува.

При остановленном принудительном охлаждении не обеспечивается охлаждение трансформатора, даже если он не несет нагрузки. В случае прекращения принудительного охлаждения трансформатор мощностью до 250 МВ-А может оставаться в работе с номинальной нагрузкой в течение 1 ч, если температура верхних слоев масла не достигла 75°C. Если трансформатор уже работал с предельной температурой 75°C, то с выходом из работы охлаждающего устройства он может нести номинальную нагрузку в течение 10 мин или находиться в режиме ХХ не более 30 мин. По истечении указанного срока трансформатор должен быть отключен. Работа трансформатора с системой охлаждения типа ДЦ без циркуляции масла запрещается.

Управление двигателями системы охлаждения предусматривается автоматическое и ручное. Схема автоматического управления обеспечивает включение первой группы охладителей при включении трансформатора в сеть; в режиме холостого хода или при нагрузке не более 40% номинального тока, увеличение интенсивности охлаждения включением первой и второй группы охладителя при нагрузке трансформатора более 40%, но не более 75% номинального тока, включение первой, второй и третьей группы - при нагрузке более 75% номинального тока, включение резервного охладителя при аварийном отключении любого из работающих; включение резервного питания двигателей насосов и вентиляторов при исчезновении напряжения или его снижении ниже 85%, также переключение питания с резервного источника после восстановления напряжения в основной сети.

Ручное управление двигателями всей системы охлаждения и каждого охладителя производится ключами управления, положение которых проверяется внешним осмотром перед включением трансформатора в сеть.

Нагрузка трансформатора с системами охлаждения Ц и ДЦ при отключении части работающих охладителей должна быть уменьшена пропорционально числу отключенных охладителей:

Число работающих охладителей, %	100 90 80 70 60 50 40 30.
Допустимая нагрузка, % номинальной	100 90 80 70 60 50 40 30.

Обслуживание систем охлаждения заключается в наблюдении за работой и уходе за оборудованием, используемым в системах охлаждения. Осмотры

систем охлаждения оперативным персоналом производятся одновременно с осмотром трансформаторов. При осмотрах проверяется; отсутствие течей масла из систем охлаждения; работа охладителей по их нагреву, определяемому на ощупь (у трансформаторов с охлаждением ДЦ - по нагреву и по показаниям манометров, установленных вблизи маслоперекачивающих насосов); отсутствие нагрева, шума и вибрации маслоперекачивающих насосов; работа адсорбционных фильтров (ощупыванием рукой); состояние креплений маслопроводов, насосов и вентиляторов; работа вентиляторов - по отсутствию вибрации, скрежета и задеваний крыльчаток за кожух.

Уход за оборудованием систем охлаждения включает в себя устранение обнаруженных при осмотрах неисправностей, замену износившихся деталей (лопаток, крыльчаток, подшипников), чистку охладителей и вентиляторов, смазку подшипников, контроль сопротивления изоляции электродвигателей.

Эффективность работы систем охлаждения в целом проверяется по температуре верхних слоев масла в трансформаторе. При исправном охлаждении и номинальной нагрузке максимальные температуры верхних слоев масла не должны превышать: в трансформаторах с охлаждением М и Д- 95 °С; с охлаждением ДЦ- 75 °С.

Необходимо следить за нормальной работой охладителей. Если они не забиты, то стоя напротив охладителя чувствуешь дутье горячим воздухом. В противном случае необходимо демонтировать охладитель и вымачивать его в растворе каустика.

6. Устройства регулирования напряжения

При регулировании напряжения переключением ответвлений обмоток трансформаторов изменяют их коэффициенты трансформации, что дает возможность поддерживать на шинах НН (СН) подстанций напряжение, близкое к номинальному, когда первичное напряжение отклоняется по тем или иным причинам от номинального.

Переключают ответвления на отключенных от сети трансформаторах устройствами ПБВ (переключения без возбуждения) или на работающих трансформаторах под нагрузкой устройствами РПН (регулирования под нагрузкой).

Устройствами ПБВ снабжаются почти все трансформаторы. Они позволяют регулировать напряжение ступенями относительно номинального ± 5 ;

$\pm 2,5\%$. Применяются ручные трехфазные и однофазные переключатели. Однофазный переключатель барабанного типа, устанавливаемый на каждой фазе обмотки ВН, показан на рисунке 19. Контактная система переключателя состоит из неподвижных контактных стержней 4, соединенных с отводами /, и подвижных контактных колец 3, замыкающих между собой различные пары неподвижных контактов. Контактные кольца перемещаются коленчатым валом 5, ось которого при помощи изолирующей штанги 6 соединяется с приводом на крышке трансформатора 7. Переключатель смонтирован на изолирующих основаниях 2.

Трансформаторы с РПН имеют большее число регулировочных ступеней и более широкий диапазон регулирования (до 20 %), чем трансформаторы с ПБВ. Применяемые схемы трансформаторов с РПН представлены на рисунке 19. Часть обмотки ВН с ответвлениями называется регулировочной обмоткой. Расширение регулировочного диапазона без увеличения числа отводов достигается применением схем с реверсированием (рисунок 18б). Переключатель-реверсор 5 позволяет присоединять регулировочную обмотку 3 к основной 1 согласно или встречно, благодаря чему диапазон регулирования удваивается.

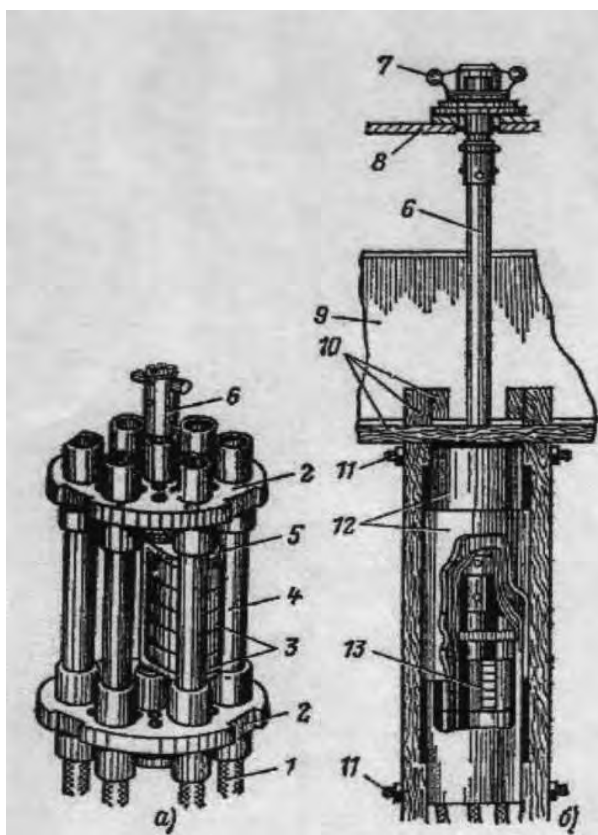


Рисунок 18 - Переключатель ответвлений барабанного типа (а) и крепление его к ярмовой балке трансформатора (б):

1- отводы; 2- текстолитовые основания; 3- контактные кольца; 4 - полый токоведущий стержень; 5 - коленчатый вал; 6- изолирующая штанга; 7 - ручной привод; 8- крышка бака; 9-ярмовая балка; 10 - деревянная рама; 11 - текстолитовая шпилька; 12- защитные бумажно-бакелитовые цилиндры; 13- переключатель.

У трансформаторов устройства РПН обычно включаются со стороны нейтрали, что позволяет выполнять их с пониженной на класс напряжений изоляцией.

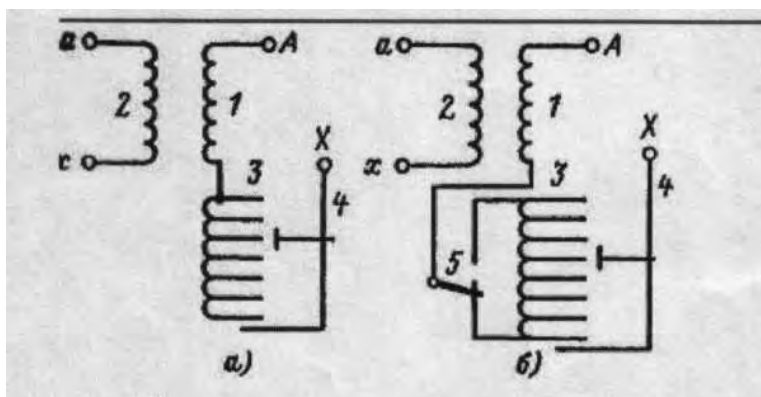


Рисунок 19 - Схемы трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой:

а - без реверсирования регулировочной обмотки; б - то же с реверсированием; 1, 2 - обмотки ВН и НН; 3 - регулировочная обмотка; 4 - переключающее устройство; 5 - реверсор.

На рисунке 20 показаны схемы регулирования на автотрансформаторах. Регулирование со стороны нейтрали (рисунок 20) называют связанным, так как при переключении одновременно меняется число витков обмоток ВН и СН, что вызывает колебания индукции в магнитопроводе и напряжения на зажимах обмотки НН.

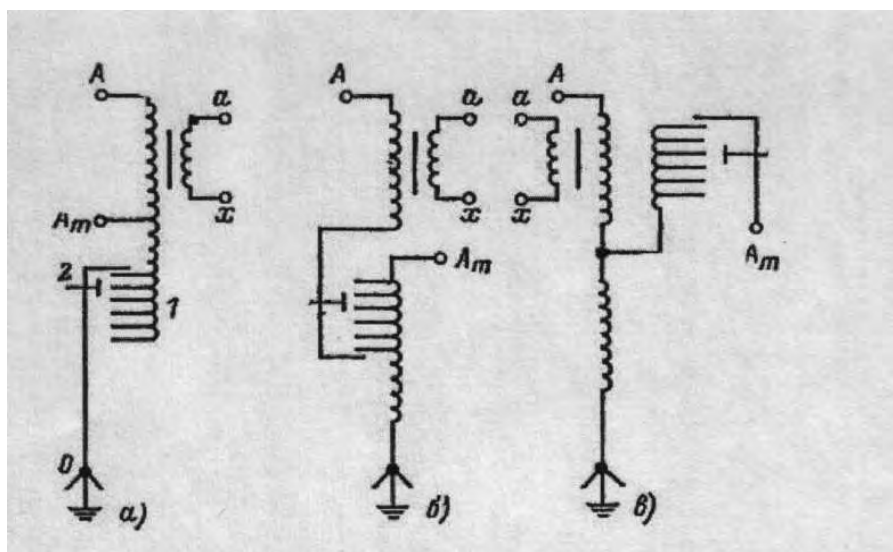


Рисунок 20 - Схемы регулирования напряжения на автотрансформаторах:

а- в нейтрали; *б*- на стороне ВН; *в*- на стороне СН; 1- регулировочная обмотка; 2- переключающее устройство.

Чтобы избежать недостатков связанного регулирования, применяют схемы отдельного регулирования с включением РПН со стороны линейных вводов ВН (рисунок 20,б) или СН (рисунок 20,в). Такие схемы удобны в эксплуатации, но устройства РПН в этих случаях должны быть более высокого класса напряжения.

Устройство РПН состоит из следующих основных частей: контактора, разрывающего и замыкающего цепь рабочего тока в процессе коммутации; избирателя, контакты которого размыкают и замыкают электрическую цепь без

тока; токоограничивающего сопротивления (реактора или резистора); приводного механизма. Последовательность работы устройств РПН с реактором (серий РНО, РНТ) и с резистором (серий р. РНОА, РНТА) показаны на рисунке 21. Необходимая очередность в работе контакторов и избирателей обеспечивается приводным механизмом с реверсивным пускателем. В переключающем устройстве РПН с реактором реактор рассчитан на длительное прохождение номинального тока. В нормальном режиме работы через реактор проходит только ток нагрузки. В процессе переключения ответвлений, когда часть регулирующей обмотки оказывается замкнутой на реактор (рисунок 21,в), он ограничивает до приемлемых значений ток /цирк, проходящий в замкнутом контуре.

Реактор и избиратель, на контактах которого дуги не возникает, обычно размещают в баке трансформатора, а контактор помещают в отдельном масляном баке, чтобы не допускать разложения электрической дугой масла, находящегося в трансформаторе.

Действие переключающих устройств РПН с резисторами во многом сходно с работой РПН с реактором. Отличие состоит в том, что в нормальном режиме работы резисторы закорочены или отключены и ток по ним не проходит, а в процессе коммутации ток проходит в течение сотых долей секунды. Резисторы не рассчитаны на длительную работу под током, поэтому переключение контактов в них происходит быстро под действием мощных сжатых пружин. Резисторы имеют небольшие размеры и являются, как правило, конструктивной частью контактора.

Устройства РПН приводятся в действие дистанционно со щита управления и автоматически от устройств регулирования напряжения.

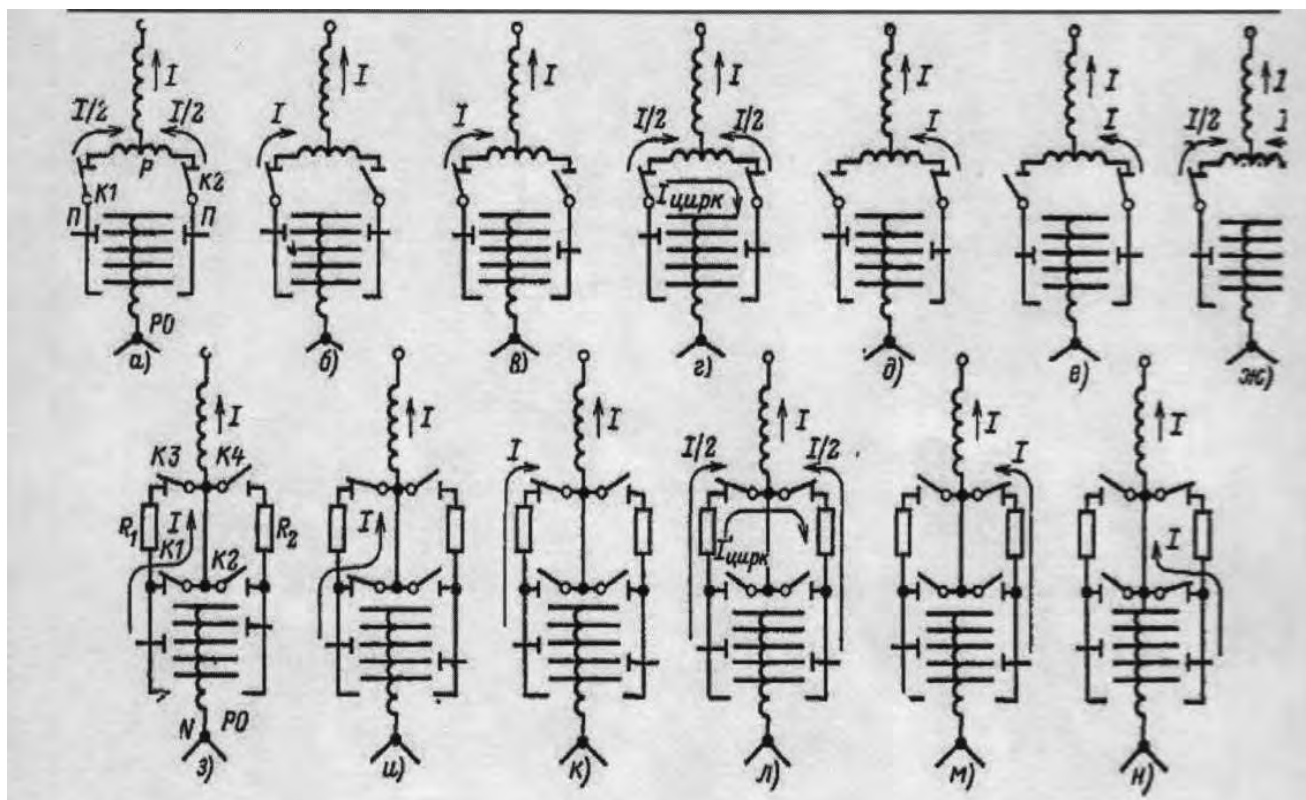


Рисунок 21 - Последовательность работы переключающих устройств РПН с реактором (а-ж) и с резистором (з-я):

P - реактор; $R1$ и $R2$ - резисторы; $Я$ - переключатели (избиратели); $K1-K4$ - контакторы; PO - регулировочная обмотка.

Для автоматического управления РПН снабжаются блоками автоматического регулирования коэффициента трансформации (АРКТ). Структурная схема блока АРКТ показана на рисунке 22. Регулируемое напряжение подается на зажимы блока АРКТ от трансформатора напряжения. Кроме того, устройством токовой компенсации $ТК$ учитывается еще падение напряжения от тока нагрузки. На выходе блока АРКТ исполнительный орган $И$ управляет работой приводного механизма. Схемы блоков АРКТ весьма разнообразны, но все они содержат элементы, указанные на рисунке 22.

Перестановка переключателей ПБВ с одной ступени на другую в эксплуатации производится редко (2-3 раза в год при сезонном регулировании). При длительной работе без переключения контактные стержни и кольца покрываются пленкой окиси. Чтобы разрушить эту пленку и создать хороший контакт, рекомендуется при каждом переводе переключателя предварительно прокручивать его (не менее 5-10 раз) из одного крайнего положения в другое. При

пофазном переводе переключателей проверяется их одинаковое положение. Приводы переключателей на каждой ступени фиксируются стопорными болтами.

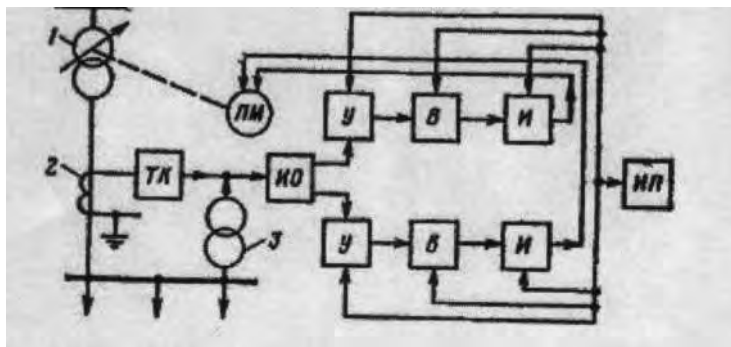


Рисунок 22 - Структурная схема блока автоматического регулирования напряжения:

1 - регулируемый трансформатор; 2- трансформатор тока; 3 - трансформатор напряжения; ТК- устройство токовой компенсации; ИО- измерительный орган; У - орган усиления; В- орган выдержки времени; И- исполнительный орган; ИП- источник питания; ПМ - приводной механизм.

Устройства РПН должны постоянно находиться в работе с включенными блоками АРКТ. На дистанционное управление РПН переводят только при неисправности блоков АРКТ. При осмотрах РПН сверяют показания указателей положения переключателей на щите управления и на приводах РПН, так как по ряду причин возможно рассогласование сельсина-датчика и сельсина-приемника. Проверяется также одинаковое положение переключателей РПН всех параллельно работающих трансформаторов или отдельных фаз при пофазном управлении.

Наличие масла в баке контактора проверяется по маслоуказателю. Уровень масла следует поддерживать в допустимых пределах. При пониженном уровне масла увеличивается время горения дуги на контактах. Превышение нормальной отметки уровня масла обычно наблюдается при нарушении уплотнений отдельных узлов масляной системы. Постоянная течь масла из маслоуказателя уровня масла контактора РПН типа РНТ говорит о нарушении лабиринтного уплотнения вала.

Нормальная работа контакторов гарантируется при температуре масла не ниже -20°C . При более низкой температуре масло сильно густеет и контактор испытывает значительные механические нагрузки, которые могут привести к его поломке. Кроме того, возможно повреждение резисторов из-за увеличения времени переключения и более длительного пребывания их под током. При

температуре ниже -20°C регулирование запрещается. В РПН типа РС, РНОА, ЗРНОА стоит специальный датчик запрета регулирования.

В процессе регулирования напряжения переключением ответвлений с помощью устройств ПБВ или РПН персонал не должен допускать длительного повышения напряжения на трансформаторе сверх номинального для данного ответвления.

При параллельной работе двух регулируемых трансформаторов и более изменение их коэффициентов трансформации следует производить по возможности одновременно, чтобы избежать перегрузки уравнительным током. При автоматическом управлении РПН эта роль выполняется специальной блокировкой. Если же автоматическое управление отсутствует переключение ответвлений следует производить постепенно не допуская рассогласования по ступеням ответвлений более чем на 1 ступень, при появлении напряжения в нуле - регулирование прекратить (РПН типа РНОА и ЗРНОА).

7. Нормальный режим работы трансформатора

При эксплуатации трансформаторов должен поддерживаться нормальный режим работы трансформатора, при котором его параметры (напряжение, ток и температура верхних слоев масла) не отклоняются от номинальных.

Номинальные значения напряжений и токов указаны в паспорте трансформатора и на его заводской табличке.

В нормальном режиме температура верхних слоев масла не должна превышать (если в НД не оговорена другая температура):

- а) плюс 95°C - в трансформаторах с естественным или дутьевым охлаждением (М, Д);
- б) плюс 75°C - в трансформаторах с охлаждением ДЦ.

Показания термосигнализатора (или термометра), превышающие указанные выше значения, прежде всего, указывают на неисправность системы охлаждения или термосигнализатора (термометра). При этом следует проверить термосигнализатор (термометр) и систему охлаждения.

Если при исправных термосигнализаторе (термометре) и системе охлаждения сохранилось повышенное значение температуры, следует провести полное обследование технического состояния трансформатора.

До обнаружения и устранения дефектов следует форсировать охлаждение включением резервного охладителя, а также установить усиленный контроль за

температурным режимом: регулярно, не менее двух раз в сутки, записывать температуру воздуха, температуру верхних слоев масла, токи и напряжения всех сторон.

8. Допустимые повышения напряжения и защита от перенапряжений

Допускается продолжительная работа трансформатора (при мощности не более номинальной) при напряжении на любом ответвлении обмотки на 10 % выше номинального для данного ответвления. При этом напряжение на любой обмотке должно быть не выше наибольшего рабочего по ГОСТ 1516.3, указанного в таблице 2.

Таблица 2 - Наибольшие рабочие напряжения

Класс напряжения, кВ	3	6	10	15	20	35
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	3,6	7,2	12,0	17,5	24	40,5
Класс напряжения, кВ	110	150	220	330	500	750
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126	172	252	363	525	787

Допустимое повышение напряжения для автотрансформаторов с ответвлениями в нейтрали для регулирования напряжения (или предназначенных для работы с последовательными регулировочными трансформаторами) должно быть оговорено заводом-изготовителем.

Для трансформаторов 110-750 кВ допустимые в условиях эксплуатации кратковременные повышения напряжения частотой 50 Гц не должны превышать, в соответствии с ГОСТ 1516.3, относительных значений, указанных в таблице 2.

Указанные в таблице 3 значения напряжения между фазами и относительно земли представляют отношение максимума повышенного напряжения соответственно к амплитуде наибольшего рабочего напряжения или к амплитуде наибольшего рабочего напряжения, деленной на $\sqrt{3}$.

Таблица 3 - Допустимые в условиях эксплуатации кратковременные повышения напряжения частотой 50 Гц для трансформаторов классов напряжения 110-750 кВ

Класс напряжения, кВ	Допустимое повышение напряжения*, относительное значение, не более, при длительности t и количестве повышений в год n								
	t = 8 ч	3 ч	1 ч	20 мин	5 мин	1 мин	20 с	1 с	0,1 с
	n < 200	< 125	< 75	< 50	< 7	< 5	< 4**	-	-
110-330	-	-	-	1,10 1,10	-	-	<u>1,25</u> 1,25	<u>1,90</u> 1,50	<u>2,00</u> 1,58
750	<u>1,025</u> 1,025	<u>1,05</u> 1,05	<u>1,075</u> 1,075	<u>1,10</u> 1,10	<u>1,15</u> 1,15	<u>1,20</u> 1,20	<u>1,25</u> 1,25	<u>1,67</u> 1,50	<u>1,76</u> 1,58

*В числителе указаны допустимые повышения напряжения относительно земли, в знаменателе - между фазами.

** Количество повышений напряжения продолжительностью 20 с должно быть не более 100 за срок 25 лет, не более 15 в течение года и не более 2 в течение 1 суток.

Примечания

1. Указанные в таблице 3 относительные значения напряжения распространяются также на повышенные напряжения, отличающиеся от синусоиды частотой 50 Гц за счет наложения гармонических составляющих напряжения. Значения напряжения указаны для максимума повышенного напряжения в тех же относительных единицах.

2. При длительности повышения напряжения t , промежуточной между двумя значениями, приведенными в таблице 3, допустимое повышение напряжения должно быть равно указанному для больших из этих значений длительности. При значении $t - 0,1...0,5$ с. допускается повышение напряжения, равное $U_{1c} + 0,3 (U_{0,1c} - U_{1c})$, где U_{1c} и $U_{0,1c}$ - допустимые повышения напряжения при длительности соответственно 1 и 0,1с.

3. Для автотрансформаторов с РПН в нейтрали допускается продолжительное повышение напряжения (при мощности не более номинальной), подводимого к любому ответвлению любой обмотки более 10 % сверх номинального напряжения данного ответвления при условии обеспечения контроля за возбуждением автотрансформатора в процессе его работы, которое не должно превышать 110 % нормального рабочего возбуждения.

За нормальное рабочее возбуждение принимают наибольшее из значений возбуждения автотрансформатора, имеющих место при подведении на холостом ходу к каждому} из ответвлений номинального напряжения этого ответвления.

4. При превышении напряжения в соответствии с п. 4 примечаний напряжение на любой стороне не должно превышать наибольшее рабочее напряжение.

Промежуток времени между двумя повышениями напряжения длительностью от 20 с до 20 мин должен быть не менее 1 ч, длительностью 1; 3; 8 ч - не менее 12 ч. Если повышение напряжения длительностью 20 мин имело место два раза (с часовым интервалом), то в течение ближайших 24 ч. повышение на-

пряжения в третий раз допускается лишь в случае, если это требуется ввиду аварийной ситуации, но не ранее чем через 4 ч.

Количество допускаемых в течение года повышений напряжения указано в таблице 3. Для длительностей 0,1 и 1 с количество повышений напряжений не регламентировано.

Независимо от значений по таблице 3, по условию нагрева магнитопровода повышение напряжения в долях номинального напряжения установленного от ответвления должно быть ограничено при 20 мин до 1,15, при 20 с - до 1,3.

Значения, продолжительность и количество повышений напряжения длительностью 20 мин и более подлежат обязательной регистрации оперативным персоналом или автоматически.

Неиспользуемые обмотки низшего и среднего напряжения трансформаторов, а также обмотки, временно отключенные от шин РУ в грозовой период, должны быть соединены в звезду или треугольник и защищены ОПН (вентильными разрядниками), включенными между вводами каждой фазы и землей. Защита неиспользуемых обмоток низшего напряжения, расположенных первыми от магнитопровода, может быть выполнена заземлением одной из вершин треугольника, одной из фаз или нейтрали звезды либо установкой ОПН (вентильного разрядника) соответствующего напряжения на каждой фазе.

Трансформаторы, не защищенные разрядниками или ОПНами, установленными вблизи трансформаторов (в зоне защиты) - запрещается, особенно это касается стороны 10 кВ.

Защита неиспользуемых обмоток не требуется, если к ним постоянно подсоединена кабельная линия длиной не менее 30 м, имеющая заземленную оболочку или броню.

Нейтрали обмоток 110 кВ и выше автотрансформаторов, а также трансформаторов 330 кВ и выше должны работать в режиме глухого заземления. Трансформаторы 110 кВ с испытательными напряжениями нейтрали 110 или 85 кВ и трансформаторы 220 кВ с испытательным напряжением нейтрали 200 кВ могут работать с разземленной нейтралью при условии защиты ее соответствующим разрядником или ограничителем перенапряжений.

Для защиты нейтрали обмоток 110-220 кВ силовых трансформаторов, имеющих изоляцию, пониженную относительно линейного конца обмотки и допускающую работу с разземленной нейтралью, следует устанавливать ОПН,

обеспечивающие защиту их изоляции и выдерживающие в течение нескольких часов квазиустановившиеся перенапряжения при обрыве фазы линии. В нейтрали трансформатора, изоляция которой не допускает разземления, установка разъединителей не допускается.

При необходимости отключения или включения разъединителем трансформатора 110 кВ, имеющего изоляцию нейтрали класса 35 кВ работающего с изолированной нейтралью, последняя перед отключением или включением должна быть заземлена при отсутствии параллельно включенного трансформатора с заземленной нейтралью.

В сетях напряжением 110 кВ и выше разземление нейтрали обмоток 110-220 кВ трансформаторов, а также выбор действия релейной защиты и противоаварийной автоматики должны быть осуществлены таким образом, чтобы при различных оперативных и автоматических коммутациях (отключениях) не выделялись участки сети без трансформаторов с заземленными нейтральями.

Нейтрали регулировочных трансформаторов, включенных в нейтрали главных трансформаторов, должны быть наглухо заземлены, а на линейных вводах регулировочных трансформаторов должны быть присоединены вентильные разрядники или ОПН, согласно указаниям руководства по эксплуатации завода-изготовителя.

9. Перегрузочная способность трансформаторов

Нормы продолжительности круглосуточных нагрузок (перегрузок), а также допустимых аварийных перегрузок с возможным износом бумажной изоляции провода, даны в таблицах 4-7 в виде допустимого коэффициента перегрузки.

$$K_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} / I_{\text{ном}}, \quad (1)$$

где: $I_{\text{доп}}$ – допустимый ток трансформатора, А;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток трансформатора, А.

При работе трансформатора с коэффициентом трансформации, отличным от номинального, допустимый коэффициент перегрузки

$$K_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} / I_{\text{ном отв}}, \quad (2)$$

где: $I_{\text{ном отв}}$ – номинальный ток ответвления обмотки, А.

Значение $I_{\text{ном}}$ следует принимать по паспорту трансформатора.

Т а б л и ц а 4 - Нагрузочная способность трансформаторов

Категория нагрузки (перегрузки)	Допустимый коэфф перегрузки $K_{\text{доп}}$ (о.е.) при температуре охлаждающего воздуха (воды), °С						
	-20	-10	0	10	20	30	40
Нормальная круглосуточная нагрузка (перегрузка)	1,20	1,20	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
Круглосуточная перегрузка с возможным повышенным износом изоляции	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

Т а б л и ц а 5 - Допустимые аварийные перегрузки распределительных трансформаторов (мощностью до 16000 кВА включительно и напряжением до 110 кВ включительно с системой охлаждения М (ONAN) со сроком эксплуатации до 30 лет

Продолжительность перегрузки, ч	Допустимый коэффициент перегрузки $K_{\text{доп}}$ (о.е.) при температуре охлаждающего воздуха (воды), °С							
	-25	-20	-10	0	10	20	30	40
0,5	2,0	1,9	1,7	1,7	1,7	1,5	1,4	1,3
1,0	1,9	1,9	1,7	1,7	1,6	1,4	1,3	1,3
2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,3
4,0	1,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2
8,0	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2
24,0	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2

Т а б л и ц а 6 - допустимые аварийные перегрузки трансформаторов средней (до 100 МВА) и большой (100 МВА и более) мощности с системой охлаждения М (ONAN) и Д(ONAF) со сроком эксплуатации до 30 лет

Продолжительность перегрузки, ч	Допустимый коэффициент перегрузки $K_{\text{доп}}$ (о.е.) при температуре охлаждающего воздуха (воды), °С							
	-25	-20	-10	0	10	20	30	40
0,5	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2
1,0	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2
2,0	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2
4,0	1,6	1,6	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2
8,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1
24,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1

Т а б л и ц а 7 - Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов с системой охлаждения ДЦ (OFAF) со сроком эксплуатации до 30 лет

Продолжительность перегрузки, ч	Допустимый коэффициент перегрузки $K_{\text{доп}}$ (о.е.) при температуре охлаждающего воздуха (воды), °С							
	-25	-20	-10	0	10	20	30	40
0,5	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2
1,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2
2,0	1,5	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1
4,0	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1
8,0	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1
24,0	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1

Примечания

1. Нормальные нагрузки не вызывают сокращение нормируемого срока службы.
2. Для промежуточных значений допустимо использовать линейную интерполяцию.
3. При неравномерной нагрузке трансформатора по фазам допустимые нагрузки и перегрузки следует определять для наиболее нагруженной фазы обмотки.
4. Для трансформаторов с системой охлаждения М, Д и ДЦ температура охлаждающей среды принимается равной температуре воздуха при перегрузке.

При перегрузках трансформаторов длительностью 20 минут и менее допустимые коэффициенты аварийной перегрузки $K_{\text{доп}}$ принимаются большими из двух значений: приведенных в таблицах 5-7 для продолжительности перегрузки 0,5 часа (в зависимости от мощности и системы охлаждения трансформатора) и указанных в таблице 8:

Т а б л и ц а 8 Допустимые коэффициенты перегрузки.

Продолжительность перегрузки, ч	Допустимый коэффициент перегрузки $K_{\text{доп}}$ (о.е.) при температуре охлаждающего воздуха (воды), °С							
	-25	-20	-10	0	10	20	30	40
20 секунд	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
1	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
5	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
10	1,6	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,5	1,5
20	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,35	1,3

Нагрузочная способность трансформаторов определяется при условиях:

- 98 °С для базовой условно постоянной температуры наиболее нагретой точки обмоток, при которой скорость расчетного износа витковой изоляции соответствует нормативному сроку службы трансформатора;
- 138 °С для максимальной температуры наиболее нагретой точки;
- 105 °С максимальная допустимая температура верхних слоев масла;
- влагосодержание твердой изоляции не выше 1% по массе при вводе трансформаторов в эксплуатацию и трансформаторов, прошедших капитальный ремонт; не выше 2% по массе для эксплуатируемых трансформаторов, в соответствии с требованиями для недопущения газовыделения твердой изоляции.

При продолжительных перегрузках с возможным повышенным износом изоляции и при кратковременных аварийных перегрузках, в соответствии с таблицей 4, должны быть приняты меры по усилению охлаждения трансформаторов: включены все вентиляторы дутья, резервные охладители.

Для нормальных условий работы автотрансформаторов необходимо выполнить ограничения по току в общей обмотке. Допустимый ток ($I_{\text{доп.оо}}$) в общей обмотке не должен превышать значение:

$$I_{\text{доп.оо}} = K_{\text{доп}} * I_{\text{оо.гост}}, \quad (3)$$

где $K_{\text{доп}}$ - по таблице 4;

$I_{\text{оо.гост}}$ - допустимое значение тока общей обмотки, указанное в заводской документации.

Для автотрансформаторов мощностью свыше 100 МВА следует принимать коэффициенты $K_{\text{доп}}$ для продолжительных круглосуточных нагрузок (перегрузок), указанные в заводском руководстве по эксплуатации автотрансформаторов конкретного типа.

Допустимая перегрузка трансформаторов с дутьевым охлаждением (Д) при аварийном отключении всех вентиляторов дутья определяется по отношению к мощности, которую они имеют без дутья (с охлаждением М).

Трансформаторы мощностью до 250 МВА с охлаждением ДЦ при аварийном прекращении искусственного охлаждения (прекращение работы вентиляторов при системе охлаждения ДЦ, вентиляторов и насосов при системе охлаждения ДЦ) допускают работу при нагрузке не более номинальной в течение 10 мин или режим холостого хода в течение 30 мин. Если по истечении указанного времени температура верхних слоев масла не достигла 80 °С, допускается поддерживать нагрузку не более номинальной до достижения температурой верхних слоев масла значения 80 °С, но не более 1 часа после прекращения искусственного охлаждения.

Длительная работа трансформатора допускается при мощности не более номинальной при повышении напряжения, подводимого к любому ответвлению обмотки ВН, СН, НН, на 10 % сверх номинального напряжения данного ответвления обмотки. При этом напряжение на какой-либо обмотке трансформатора не должно превышать наибольшего рабочего напряжения для данного класса напряжения, указанного в таблице 9.

Таблица 9 - Наибольшее рабочее напряжение

Класс напряжения	Наибольшее рабочее напряжение, кВ
6	7,2
10	12
35	40,5
110	126

Допускается длительная работа трансформатора, оборудованных устройством РПН с нагрузкой, которая равна номинальной мощности его обмоток на всех ответвлениях, кроме отдельных ответвлений обмотки ниже минус 5 % номинальной мощности.

Во время работы на ответвлениях ниже минус 5 % номинального напряжения мощность обмотки должна соответствовать неизменному для всех этих ступеней току ответвления ступени РПН минус 5 % номинального напряжения, а при отсутствии такого ответвления - ближайшему большему току (например, при диапазоне $\pm (6 \times 2) \%$ - номинальному току ответвления минус $(3 \times 2) \%$).

Допускается длительная перегрузка одной или двух обмоток трансформатора током, превышающим на 5 % номинальный ток ответвления, на которое включена соответствующая обмотка, если напряжение ни на одной из обмоток не превышает номинального напряжения соответствующего ответвления.

При этом для обмотки с ответвлением нагрузка не должна превышать 1,05 номинального тока ответвления, если напряжение на нем не превышает номинальное. Ток в общей обмотке трансформатора не должен превышать значения, указанного в паспорте.

Трехобмоточный трансформатор допускает любое распределение продолжительных нагрузок по его обмоткам при условии, что ни одна из трех обмоток не будет нагружена током, превышающим допустимый, согласно вышеизложенному.

Для трансформаторов с расщепленной обмоткой допускаются такие же перегрузки каждой ветви, отнесенные к ее номинальной мощности, как и для трансформаторов с нерасщепленной обмоткой.

Дополнительные перегрузки одной ветви за счет длительной недогрузки другой отпускаются по согласованию с заводом-изготовителем.

Включение в одну ветвь трансформатора с расщепленной обмоткой генератора запрещается.

В случае неравномерной нагрузки трансформатора по фазам значения перегрузок относятся к наиболее нагруженной обмотке наиболее нагруженной фазы.

Допустимые перегрузки трансформаторов с охлаждением вида «Д» при отключенных вентиляторах определяется по отношению к мощности (согласно с паспортом трансформатора), которую они имеют без дутья, (с охлаждением «М»).

Работа трансформаторов с охлаждением вида «Д» с отключенным дутьем допускается при следующих условиях:

- если нагрузка менее номинальной и температура верхних слоев масла не превышает плюс 55 °С;
- при минусовых температурах окружающего воздуха и при температуре верхних слоев масла не выше плюс 45°С (вне зависимости от нагрузки).

10. Работа систем охлаждения

Для трансформаторов с системой охлаждения Д допускается работа с отключенным дутьем, если температура верхних слоев масла не превышает 55°С и нагрузка меньше номинальной. Дутье должно включаться автоматически при достижении температуры масла 55°С или при достижении номинальной нагрузки вне зависимости от температуры масла, если не оговорено иначе в заводском руководстве по эксплуатации.

Дутье должно автоматически отключаться при снижении температуры масла до 50°С, если при этом нагрузка меньше номинальной.

На трансформаторах с принудительной циркуляцией воздуха и масла (охлаждение вида ДЦ) и на трансформаторах с принудительной циркуляцией масла (охлаждение вида Ц) устройства охлаждения должны автоматически включаться (отключаться) одновременно с включением (отключением) трансформатора, если не оговорено иначе в заводском руководстве по эксплуатации. Принудительная циркуляция масла должна быть непрерывной независимо от нагрузки. Порядок включения (отключения) системы охлаждения должен быть определен в заводском руководстве по эксплуатации и может предусматривать, например (особенно в новых трансформаторах), включение циркуляции масла при достижении нагрузки 60% номинальной.

Допускается работа трансформаторов, имеющих охлаждение ДЦ при полном или частичном отключении вентиляторов с сохранением циркуляции

масла с нагрузкой до номинальной включительно, если температура верхних слоев масла не выше 45°C.

Допустимая нагрузка трансформатора должна быть уменьшена пропорционально уменьшению числа работающих охладителей систем охлаждения ДЦ, (без учета резервного охладителя), в случае их аварийного отключения.

11. Включения в сеть и контроль за работой трансформатора

Перед включением трансформатора в сеть из резерва или после ремонта производится осмотр как самого трансформатора, так и всего включаемого с ним оборудования. При этом проверяются: уровень масла в расширителе и вводах трансформатора; исправность и пусковое положение оборудования системы охлаждения; правильное положение указателей переключателей напряжения; положение заземляющего разъединителя и состояние разрядников в нейтрали; отключен ли дугогасящий реактор; состояние фарфоровых изоляторов и крышек вводов, а также шинопроводов и экранированных токопроводов.

Если трансформатор находился в ремонте, то обращается внимание на чистоту рабочих мест, отсутствие закороток, защитных заземлений и посторонних предметов на трансформаторе и оборудовании трансформатора.

Включать трансформатор следует не ранее, чем через 2 часа после последней доливки масла в трансформатор.

Включение трансформатора в сеть производится толчком на полное напряжение со стороны питания (сетевых трансформаторов со стороны обмотки ВН). Включение часто сопровождается сильным броском тока намагничивания. Однако автоматического отключения трансформатора дифференциальной токовой защитой при этом не происходит, так как она отстраивается от тока намагничивания при первом опробовании трансформатора напряжением, что позволяет избежать ложных срабатываний ее при всех последующих включениях.

При включении трансформатора в работу не исключено появление на нем сразу номинальной нагрузки. Включение на полную нагрузку разрешается при любой отрицательной температуре воздуха трансформаторов с системами охлаждения М и Д и не ниже -25°C трансформаторов с системами охлаждения ДЦ. Если температура воздуха, а следовательно, и масла в трансформаторе окажется ниже указанной, ее поднимают включением трансформатора на холостой ход или под нагрузку не более 50 % номинальной. В аварийных ситуациях этих

ограничений не придерживаются (что, естественно, отражается на износе изоляции обмоток).

Повышение вязкости масла в зимнее время учитывается при включении в работу не только самого трансформатора, но и его охлаждающих устройств. Циркуляционные насосы серии ЭЦТ надежно работают при температуре перекачиваемого масла не ниже -25°C , а серии ЭЦТЭ - не ниже -20°C . Поэтому при включении трансформаторов в работу циркуляционные насосы систем охлаждения включаются лишь после предварительного нагрева масла до указанных значений температур. Во всех остальных случаях насосы принудительной циркуляции масла должны автоматически включаться в работу одновременно с включением трансформатора в сеть. Вентиляторы охладителей при низких температурах масла должны включаться в работу, когда температура масла достигнет 45°C .

Контроль за нагрузками трансформаторов, находящихся в работе, производится по амперметрам, на шкалах которых должны быть нанесены красные риски, соответствующие номинальным нагрузкам обмоток. Трансформаторы с системой охлаждения Д при отключенных вентиляторах допускают нагрузку не более 50% номинальной мощности трансформатора.

Одновременно с контролем значения тока проверяется равномерность нагрузки по фазам. У автотрансформаторов контролируется также ток в общей обмотке.

При номинальных токах трансформаторы могут работать неограниченно долго, если условия охлаждения соответствуют номинальным.

В реальных условиях трансформаторы работают с переменной нагрузкой, причем большую часть суток и особенно в ночное время их нагрузка ниже номинальной. При таких условиях работы естественный износ их изоляции уменьшается. Недоиспользованные ресурсы изоляции без ущерба для срока службы трансформатора используются в эксплуатации путем систематических перегрузок, устанавливаемых в зависимости от характера суточного графика нагрузки, температуры охлаждающей среды и недогрузок в летнее время. Допустимое значение перегрузки и ее продолжительность определяются по графикам нагрузочной способности трансформаторов согласно ГОСТ 14209-69. Перегрузка трансформаторов в этом случае не должна превышать 50% его номинальной мощности.

В аварийных случаях (например, при выходе из работы одного из трансформаторов и отсутствии резерва) допускается аварийная перегрузка оставшихся в работе трансформаторов. Перегрузка разрешается независимо от значения предшествующей нагрузки трансформатора и температуры охлаждающей среды в следующих пределах:

Перегрузка по току, % номинальной нагрузки.....30 45 60 75 100 200.

Длительность перегрузки, мин120 80 45 20 10 1,5.

Приведенные данные аварийной перегрузки распространяются на все масляные трансформаторы и автотрансформаторы, кроме тех, перегрузка которых ограничена заводом-изготовителем.

Контроль за напряжением, подведенным к трансформатору, производится по вольтметрам, измеряющим напряжение на шинах.

Превышения напряжения на трансформаторах сверх номинального допускаются в сравнительно небольших пределах: длительно на 5% при нагрузке не выше номинальной и на 10% при нагрузке не выше 25% номинальной; длительно до 10% для станционных трансформаторов, работающих в блоке с генератором, автотрансформаторов без ответвлений со стороны нейтрали и регулировочных трансформаторов при нагрузке не выше номинальной. Превышение указанных напряжений приводит к перенасыщению магнитопровода, резкому увеличению тока и потерь ХХ. При этом потери в стали возрастают пропорционально квадрату напряжения. Увеличение потерь в стали является причиной местных нагревов стальных конструкций магнитопровода.

Контроль за тепловым режимом трансформаторов сводится к периодическим измерениям температур верхних слоев масла в баках. Измерения производятся при помощи стеклянных термометров, погруженных в специальные гильзы на крышках трансформаторов, дистанционных термометров сопротивления и термометров манометрического типа –термосигнализаторов.

Трансформаторы осматриваются без отключения в сроки, указанные в главе «Общие положения».

Перед включением необходимо:

- произвести физико-химический анализ масла в баке трансформатора в соответствии с требованиями, а в баке контактора согласно руководству по эксплуатации устройства РПН;

- измерить характеристики изоляции R_{60} и $tg\delta$ трансформатора;

- измерить сопротивление постоянному току обмоток в рабочем положении устройства РПН и/или ПБВ, предварительно сделав не менее трех циклов переключений;
- произвести измерение потерь холостого хода трансформатора при пониженном напряжении;
- произвести хроматографический анализ растворенных газов в масле трансформаторов мощностью 63 МВА и более;
- проверить показания всех термодатчиков и соответствие уровня масла в расширителе температуре масла в баке трансформатора;
- убедиться в открытии: отсечного клапана; запорной арматуры на маслопроводах системы охлаждения и газового реле; отсутствии воздуха в газовом реле;
- проверить соответствие указателей положения всех устройств РПН и ПБВ, заземление бака, отсутствие посторонних предметов на трансформаторе и течи масла;
- закортить неиспользуемые вторичные обмотки трансформаторов тока;
- проверить подсоединение к линейным вводам и нейтрали разрядников, ограничителей перенапряжений, входящих в схему защиты трансформатора в соответствии с проектом.

Неиспользуемые обмотки низшего и среднего напряжения трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов) должны быть соединены по требуемой схеме в звезду или треугольник и защищены ОПН или вентильными разрядниками, включенными между вводами каждой фазы и землей. Допускается выполнять защиту неиспользуемых обмоток низшего напряжения, расположенных первыми от магнитопровода, заземлением одной из вершин треугольника или нейтрали звезды.

Неиспользуемая обмотка однофазных трехобмоточных автотрансформаторов, предназначенная для работы в трехфазной группе по схеме треугольник, может не собираться в треугольник. При этом один конец фазы этой обмотки должен быть заземлен, а другой - защищен вентильным разрядником или ОПН соответствующего класса напряжения.

Защита неиспользуемых обмоток не требуется, если к ним постоянно присоединена кабельная линия длиной не менее 30 м, имеющая заземленную оболочку или броню.

Сигнальные контакты газового реле следует включить на отключение.

Произвести проверку действия всех предусмотренных защит.

Проверка должна быть оформлена документом.

Перед включением трансформатора, оснащенного системой мониторинга, включить систему.

При осмотре трансформатора необходимо проверить:

- отсутствие повреждений, нарушений маслоплотности и герметичности;
- следов коррозии;
- состояние изоляторов, вводов (отсутствие трещин и сколов фарфора, загрязнений);
- протекания масла через уплотнения, следов перекрытия и др.);
- состояние фланцевых соединений бака и других узлов (устройств РПН, термосифонных фильтров);
- отсутствие посторонних предметов, которые влияют на работу трансформатора;
- целостность и исправность измерительных и защитных устройств (манометрических сигнализирующих термометров, газового реле, защитных реле баков контакторов устройств РПН, маслоуказателей, манометров на герметичных вводах);
- состояние видимых контактных соединений и заземлений;
- показания маслоуказателей расширителей на соответствие средней температуре масла в баке трансформатора и в баке контактора устройства РПН;
- уровень масла в расширителе неработающего трансформатора должен быть на уровне, соответствующему средней температуре масла в трансформаторе, который устанавливается примерно в соответствии с среднесуточной температурой окружающего воздуха. Уровень масла в отсеке расширителя бака контактора устройства РПН при положительной температуре масла должен соответствовать приблизительно середине шкалы маслоуказателя. В трансформаторе, находящемся в работе, уровень масла должен быть примерно на отметке, соответствующей температуре верхних слоев масла трансформатора;
- проверить уровень масла и состояние индикаторного силикагеля в высоковольтных негерметичных вводах, давление масла в высоковольтных герметичных вводах в соответствии с инструкцией по эксплуатации вводов;
- состояние индикаторного силикагеля в воздухоосушителях;

- уровень масла в масляных затворах воздухоосушителей;
- состояние узлов передачи устройств РПН (отсутствие поломок шарнирных и нониусных муфт, отсутствие нарушений стопорения и покрывания льдом узлов передачи, наличие смазки;
- состояние приводов устройств РПН и взаимное соответствие показаний указателей положения привода и переключающего устройства, а также указателя положений устройства РПН на щите управления;
- состояние ШД, ШАОТ и аппаратуры в них;
- работу схемы обогрева ШАОТ привода устройства РПН;
- состояние системы охлаждения и ее работоспособность.

Дополнительно необходимо проверить:

- открытое положение отсечного клапана (при наличии);
- соответствие положения вентиля на маслопроводах (от расширителей к бакам трансформатора и контакторов устройств РПН), а также на маслопроводах доливки масла обозначенного на схеме установки расширителя;
- открытое положение запорной арматуры на маслопроводах системы охлаждения, термосифонных и адсорбционных фильтров;
- состояние заземления бака выводов нейтрали обмоток трансформатора, если не предусмотрено ее разземление;
- показания термосигнализаторов и соответствие выставленных на них уставок;
- состояние электрооборудования и ошиновки цепи трансформатора, обращая внимание на подключение вентильных разрядников или ограничителей перенапряжения;
- в зимнее время проверить исправность обогрева шкафа приводного механизма устройства РПН, шкафа автоматики охлаждения трансформатора (ШД).

Кроме того, кратковременным (до появления течи масла) открытием крана на крышке газового реле необходимо удалить из него воздух. Произвести выпуск воздуха через предусмотренные конструкцией трансформатора пробки.

После включения трансформатора необходимо в течении 12 часов осуществлять контроль за появлением воздуха в газовом реле, периодически открывать вентиль газового реле и выпускать скопившийся воздух с соблюдением мер безопасности.

При первом включении после монтажа или ремонта трансформатор следует включать на холостой ход при отключенных вентиляторах системы охлаждения не менее чем на 30 минут для прослушивания и наблюдения за его состоянием.

Если после последней проверки и измерений характеристик изоляции прошло более 3 месяцев, перед опробованием трансформатора необходимо:

- осмотреть и подготовить к работе системы охлаждения и РПН;
- проверить масло в баке трансформатора и контактора;
- измерить изоляционные характеристики трансформатора и вводов;
- измерить сопротивление обмоток постоянному току;
- выполнить ХАРГ для трансформаторов 100 МВА и выше.

Если длительность простоя в резерве более трех месяцев, дополнительно необходимо:

- отобрать пробу масла из бака трансформатора и проверить его пробивные напряжение и влагосодержание, газосодержание;
- отобрать пробу масла из контактора и проверить его пробивные напряжение и влагосодержание.

Осмотры производятся также и при действии сигнализации о нарушении режима работы трансформаторов или систем их охлаждения, при срабатывании устройств релейной защиты или автоматики. При стихийных бедствиях (пожары, землетрясения и т.д.) трансформаторы должны осматриваться немедленно.

Цель периодических осмотров - проверка условий работы трансформаторов и выявление неполадок, которые при развитии могут привести к аварийным повреждениям. При осмотре проверяется внешнее состояние систем охлаждения, устройств регулирования напряжения под нагрузкой, устройств защиты масла от окисления и увлажнения, фарфоровых и маслонаполненных вводов, защитных разрядников на линейных вводах и в нейтральных, кранов, фланцев и люков, а также резиновых прокладок и уплотнений (они не должны набухать и выпучиваться); отсутствие течей масла и уровень его в расширителях, целостность и исправность приборов (термометров, манометров, газовых реле), маслоуказателей, мембран выхлопных труб; исправность заземления бака трансформатора; наличие и исправность средств пожаротушения, маслоприемных ям и дренажей; состояние надписей и окраски трансформаторов.

Отключение трансформатора от сети, как правило, производят выключателями сначала со стороны нагрузки, а затем со стороны питания. На подстанциях с упрощенной схемой (без выключателей со стороны ВН) отключение трансформаторов со стороны нагрузки производят выключателями, а со стороны питания - отделителями.

12. Параллельная работа трансформаторов

Параллельная работа трансформаторов с нагрузками, пропорциональными их номинальным мощностям, возможна при равенстве первичных и вторичных напряжений (равенстве коэффициентов трансформации), равенстве напряжений КЗ и тождественности групп соединения обмоток.

При включении на параллельную работу трансформаторов с различными коэффициентами трансформации напряжения на зажимах их вторичных обмоток будут различными. Разность вторичных напряжений вызывает протекание уравнивающих токов. Значение уравнивающего тока может быть подсчитано по формуле

$$I_{y1} = \Delta U / Z_{K1} + Z_{K2} \quad (4)$$

где $\Delta U = U_1 - U_2$ - разность вторичных напряжений трансформаторов; Z_{K1} и Z_{K2} - полные сопротивления КЗ первого и второго трансформаторов, определяемые по формуле

$$Z_k = Z_k \% U_{ном} / 100 I_{ном} \quad (5)$$

где $Z_k, \%$ — напряжение КЗ.

Пример. Два трансформатора с разными значениями вторичных напряжений включаются на параллельную работу. Трансформаторы имеют следующие технические данные: $S_1 = S_2 = 40$ МВ·А; $U_1 = 10,5$ кВ; $U_2 = 10$ кВ; $U_{K1} = U_{K2} = 8,5\%$ группы соединения обмоток У/Д-11. Определить уравнивающий ток после включения трансформаторов на параллельную работу.

Решение. Номинальные токи трансформаторов

$$I_1 = 40 \cdot 10^6 / \sqrt{3} \cdot 10500 = 2202 \text{ А};$$

$$I_2 = 40 \cdot 10^6 / \sqrt{3} \cdot 10000 = 2312 \text{ А}.$$

Сопротивления трансформаторов

$$Z_{K1} = 8,5 \cdot 10500 / 100 \cdot 2202 = 0,405 \text{ Ом};$$

$$Z_{K2} = 8,5 \cdot 10000 / 100 \cdot 2312 = 0,367 \text{ Ом}$$

Разность вторичных напряжений $\Delta U = 10500 - 10000 = 500$ В. Протекает уравнивающий ток.

Уравнительные токи, загружая обмотки трансформаторов, увеличивают потери энергии и снижают суммарную мощность подстанции, поэтому прохождение их недопустимо. В связи с этим согласно ГОСТ 11677-75 у трансформаторов, включаемых на параллельную работу, коэффициенты трансформации не должны отличаться более чем на $\pm 0,5$ %.

Различие в значениях напряжений КЗ трансформаторов обуславливает распределение между ними общей нагрузки пропорционально их номинальным мощностям и обратно пропорционально напряжениям КЗ.

$$I_{y1} = 500 / 0,405 + 0,367 = 647,6 \text{ А};$$

$$S = S_1 + S_2 = (S_{\text{ном1}}/u_{k1} + S_{\text{ном2}}/u_{k2}) U'_k \quad (6)$$

где S - общая нагрузка; S_1 и S_2 - реальные нагрузки трансформаторов; $S_{\text{ном1}}$ и $S_{\text{ном2}}$ - номинальные мощности трансформаторов; u_{k1} и u_{k2} - напряжение КЗ трансформаторов; U'_k - эквивалентное напряжение КЗ параллельно включенных трансформаторов.

Из формулы следует, что большую нагрузку примет на себя трансформатор с меньшим значением напряжения КЗ.

Пример. На параллельную работу включаются два трансформатора мощностью $S_{\text{ном1}} = S_{\text{ном2}} = 40 \text{ МВА}$, имеющих напряжения КЗ $u_{k1} = 8,5$ %; $u_{k2} = 7,5$ %. Суммарная нагрузка потребителей $S = 80 \text{ МВА}$. Определить распределение нагрузки между трансформаторами.

Решение. Эквивалентное напряжение КЗ

Наилучшее использование установленной мощности трансформаторов может быть только при равенстве напряжений КЗ. Однако в эксплуатации допускается включение на параллельную работу трансформаторов с отклонением напряжений КЗ от их среднего значения, но не более чем на ± 10 %. Это допущение связано с возможным отступлением (в пределах производственных допусков) при изготовлении трансформаторов в размерах обмоток, влияющих на U_k :

$$U'_k = \frac{S_f}{\frac{S_{\text{ном1}}}{u_{k1}} + \frac{S_{\text{ном2}}}{u_{k2}}} = \frac{80}{\frac{40}{8,5} + \frac{40}{7,5}} = 7,97 \text{ \%}.$$

нагрузки трансформаторов

$$S'_1 = \frac{S_{ном1}}{U_{к1}}, \quad U'_k = \frac{40}{8,5} * 7,97 = 37,5 \text{ МВА};$$

$$S'_2 = \frac{S_{ном2}}{U_{к2}}, \quad U'_k = \frac{40}{7,5} * 7,97 = 42,5 \text{ МВА}.$$

Не рекомендуется включение на параллельную работу трансформаторов с отношением номинальных мощностей более трех. Объясняется это тем, что даже при небольших эксплуатационных перегрузках трансформатор меньшей мощности может оказаться сильно перегруженным в процентном отношении и особенно в том случае, если он имеет меньшее u_k .

Параллельная работа трансформаторов, принадлежащих к разным группам соединений, невозможна по той причине, что между их вторичными обмотками возникает напряжение, обусловленное углом сдвига ϕ между векторами вторичных напряжений.

Уравнительный ток I_y определяется по формуле

$$I_y = \frac{200 \sin\left(\frac{f_1 - f_2}{2}\right)}{U_k} * I_{ном.}, \quad (7)$$

где f - угол сдвига векторов вторичных напряжений трансформаторов;

$I_{ном1}$ и $I_{ном2}$ - номинальные токи первого и второго трансформаторов.

Пример. Определить уравнительный ток, предположив, что на параллельную работу были ошибочно включены два трансформатора, имеющих одинаковые технические данные ($U_{ном1} = U_{ном2}$, $Z_{к1} = Z_{к2}$) при наличии сдвига векторов линейных напряжений вторичных обмоток на угол 60° (например, при группах соединений У/Д-11 и У/Д-1).

Если предположить, что $U_k = 7,5$, то уравнительный ток достигнет почти семикратного номинального значения. Поэтому параллельная работа трансформаторов, принадлежащих к разным группам соединений обмоток, невозможна.

О схемах и группах соединения обмоток.

Обмотки трехфазных трансформаторов соединяют по различным схемам. Наиболее распространенными являются соединения в звезду и треугольник. При этих соединениях возможно получение 12 разных групп со сдвигом векторов линейных напряжений вторичных обмоток по отношению к одноименным векторам линейных напряжений обмоток ВН через каждые 30° . Основными группами в схемах У/Д является 11-я группа, а в схемах У/У - нулевая группа. Остальные группы будут производными от основных (рисунок 23).

$$I_y = \frac{200 \pm 0,5}{2U_k / I_{ном}} = \frac{50}{U_k} * I_{ном} \quad (8)$$

На рисунке 23 приведены схемы и группы соединений обмоток трансформаторов и автотрансформаторов по ГОСТ 11675-75. Однако при изготовлении трансформаторов или нарушении технологии их ремонта могут быть получены группы соединения обмоток, отличающиеся от стандартных. Получение той или иной группы соединений зависит от направления намотки обмоток, последовательности соединения между собой зажимов фазных обмоток, маркировки начал и концов обмоток. Перемаркировка вводов трансформатора и перестановка местами фаз (изменение чередования фаз подводимого к обмоткам напряжения) не исключены при монтажных- и ремонтных работах. Поэтому при приемке в эксплуатацию новых трансформаторов, а также после их капитального ремонта, если производилась смена обмоток, проверяются группы соединений трехфазных трансформаторов и полярность вводов однофазных трансформаторов.

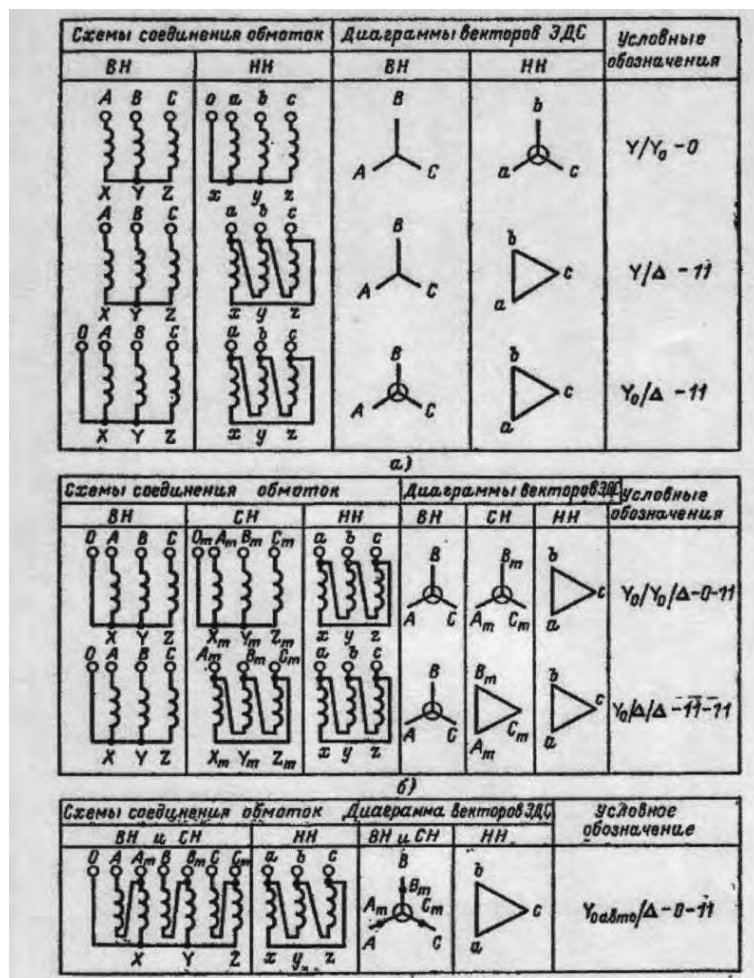


Рисунок 23- Схема соединения обмоток силовых трехфазных трансформаторов и автотрансформаторов:

а-двухобмоточных трансформаторов; *б*-трехобмоточных трансформаторов; *в*-трехобмоточных автотрансформаторов.

Проверка группы соединения обмоток производится при помощи фазометра, универсального фазоуказателя или гальванометра.

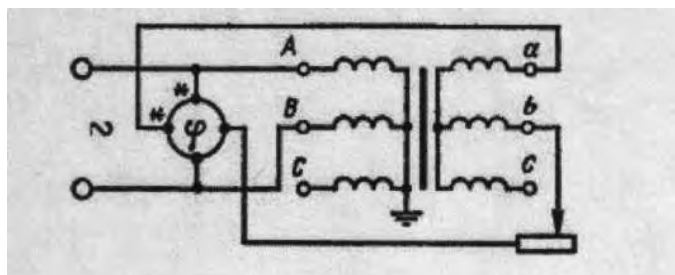


Рисунок 24 - Проверка группы соединения при помощи фазометра

Схема включения четырехквadrатного однофазного фазометра показана на рисунке 24. К первичной обмотке трансформатора подводится пониженное напряжение, достаточное для работы фазометра. При этом показание фазометра будет соответствовать углу сдвига между подведенным напряжением и напряжением вторичной обмотки, т.е. группе соединения обмоток трансформатора. Фазоуказатель, например, типа Э-500/2 подсоединяется по схеме, приведенной на рисунке 25.

Проверка полярности обмоток у однофазных трансформаторов и групп соединения (выполненных на заводе) у трехфазных трансформаторов при помощи гальванометра показана на рисунке 26. Сущность этого способа заключается в следующем. К обмотке ВН подводится постоянный ток от аккумуляторной батареи 2 - 4В. В момент замыкания рубильника К в обмотке НН будет индуцироваться ЭДС, направление которой определяется гальванометром Гг.

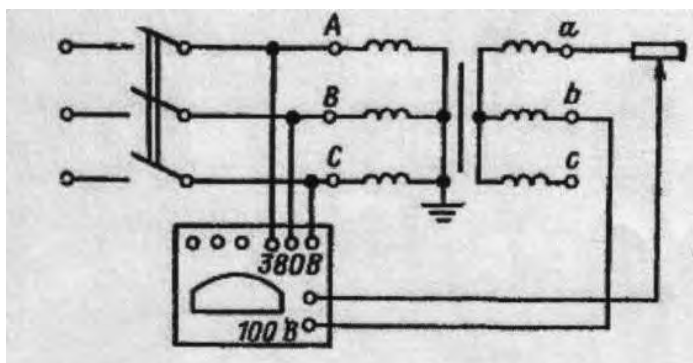


Рисунок 25 – Проверка группы соединения при помощи фазоуказателя типа Э-500/2.

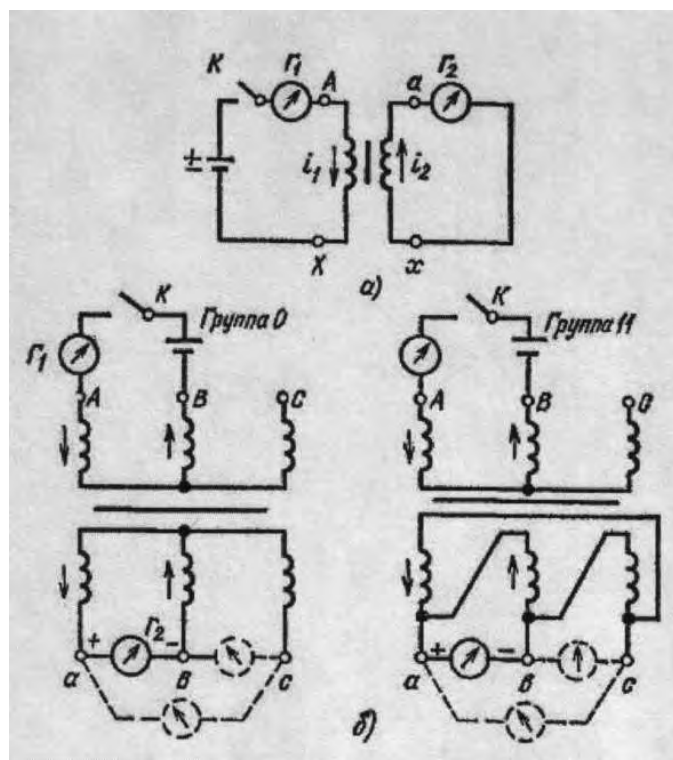


Рисунок 26 -Проверка полярности обмоток однофазного трансформатора (а) и группы соединения обмоток трехфазного трансформатора (б) при помощи гальванометра

Если обмотки трансформатора намотаны одинаково по отношению к началам А и а, стрелки обоих гальванометров отклонятся от нуля в одном направлении, которое условно принимается положительным и обозначается знаком плюс.

При разных направлениях намотки показание гальванометра Гг будет противоположным показанному на рисунке 26а. Это отклонение обозначается знаком минус. При проверке трехфазного трансформатора (рисунок 26б) производится девять измерений. Питание подводится поочередно к зажимам АВ, ВС и СА и каждый раз отмечается отклонение гальванометра, присоединяемого к зажимам аb, bс и са. Результаты наблюдений сравниваются с таблицей 8, в которой приведены в качестве примера данные только для стандартных групп 0 и 11.

Если проверкой будет установлено, что трансформатор имеет не предполагаемую, а другую группу соединений, то практически имеется возможность изменять некоторые группы соединений, не делая никаких пересоединений и перепаек обмоток внутри трансформатора. Например, при круговой перемаркировке зажимов основные группы превращаются в их производные, имеющие одноименные напряжения, сдвинутые по фазе на 120 или 240°.

Таблица 10 - Отклонение гальванометра соединений методом постоянного тока

	Отклонение гальванометра, присоединенного к зажимам					
Питание подключено к зажимам	ab	bc	ca	ab	bc	ca
	Группа 0			Группа 11		
AB BC CA	+	+	+	+0	0 +	0 +

Поэтому на параллельную работу можно включать трансформаторы основной и производной групп после соответствующего пересоединения ошиновки на зажимах согласно таблице 11. Перестановки местами двух фаз одновременно на стороне ВН и НН также позволяют включать на параллельную работу трансформаторы с разными группами соединений, если при этом во всех контурах, образуемых фазами обмоток, сумма ЭДС получается равной нулю. Например, для включения трансформатора группы 11 параллельно трансформаторами групп 5 и 1 достаточно у последних перемаркировать зажимы ВН и НН согласно таблицы 10 и соединить между собой одноименные зажимы.

Таблица 11- Круговая перемаркировка зажимов обмоток НН при включении на параллельную работу трансформаторов с основной (Т1) и производной (Т2) группами.

Группа соединений трансформаторов Т1 и Т2	Зажимы обмоток, соединяемые между собой		Группа соединений трансформаторов Т1 и Т2	Зажимы обмоток, соединяемые между собой	
	Обмотки ВН Т1-Т2	Обмотки НН Т1-Т2		Обмотки ВН Т1-Т2	Обмотки НН Т1-Т2
0 и 4	$A-A \ B-B$ $C-C$	$a-c \ b-a$ $c-b$	11 и 3	$A-A \ B-B$ $C-C$	$a-c \ b-a$ $c-b$
0 и 8	$A-A \ B-B$ $C-C$	$a-b \ b-c$ $c-a$	11 и 7	$A-A \ B-B$ $C-C$	$a-b \ b-c$ $c-a$

Таблица 12- Двойная перемаркировка зажимов обмотки ВН и НН трансформаторов групп 5 и 1 при включении на параллельную работу с трансформатором группы 11.

Группа соединений трансформаторов	Зажимы обмоток, соединяемые между собой	
	Обмотки ВН	Обмотки НН
11 и 5	$A-A, (C), (B) \ B-C, (B), (A) \ C-B, (A), (C)$	$a-c, (b), (a) \ b-b, (a), (c) \ c-a, (c), (b);$
11 и 1	$A-A, (C), (B) \ B-C, (B), (A) \ C-B, (A), (C)$	$a-a, (c), (b) \ b-c, (b), (a) \ c-b, (a), (c)$

13. Фазировка трансформаторов

Независимо от проверки группы соединения обмоток включение трансформатора на параллельную работу после монтажа, капитального ремонта, а также при изменениях в схемах его подсоединения допускается только после

проведения фазировки. Фазировка состоит в определении одноименности фаз, соединяемых между собой (рисунок 27). Очевидно, что при этом необходимо убедиться в отсутствии напряжения между парами зажимов вторичных обмоток, включаемых на одни шины. В установках до 380В для контроля отсутствия напряжения применяются вольтметры. В установках высокого напряжения - специально приспособленные указатели напряжения или вольтметры, подключаемые к трансформаторам напряжения.

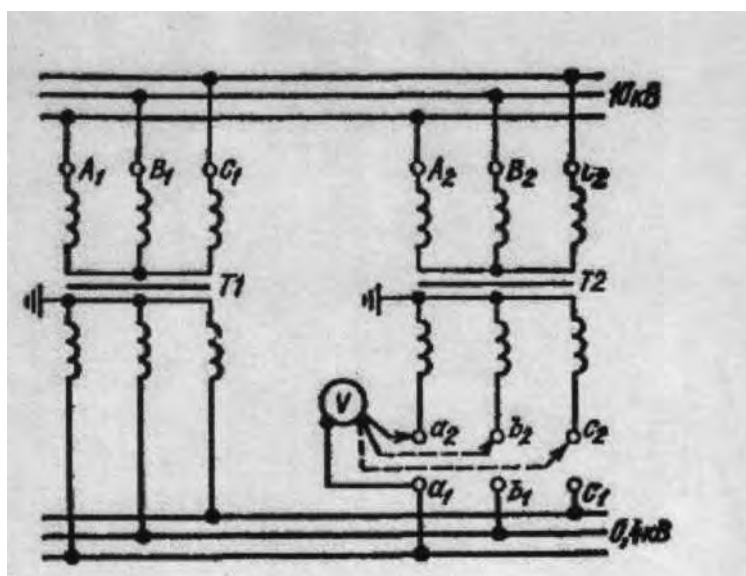


Рисунок 27 - Схема фазировки двух трансформаторов с заземленной нейтралью прямым методом

Различают прямые и косвенные методы фазировки. При прямом методе фазировка производится на том напряжении, на котором в дальнейшем будет произведено включение трансформаторов. Прямые методы наглядны, но применяют их при номинальном напряжении вторичных обмоток не выше 110 кВ. Косвенные методы, при которых фазировка производится на вторичном напряжении трансформаторов напряжения, не так наглядны, как прямые, но более безопасны для персонала.

На рисунке 27 показана схема фазировки двух трансформаторов прямым методом при помощи вольтметра. Перед фазировкой вольтметром проверяют наличие нормального напряжения между зажимами каждого трансформатора, после чего производят замеры по фазировке. Для этого один конец измерительного прибора присоединяют к одному из зажимов вторичной обмотки трансформатора, например зажиму a_1 , а вторым поочередно касаются трех зажимов вторичной обмотки другого трансформатора. Так производят три замера напряжений между зажимами $a_1 - a_2$, $a_1 - b_2$, $a_1 - c_2$. При тождественности групп

соединений и правильно присоединенной ошиновке один из этих замеров должен быть нулевым. Затем производят замеры напряжений между зажимами $b_1 - b_2$, $b_1 - c_2$, $c_1 - c_2$. По окончании замеров зажимы, между которыми получились нулевые показания, соединяют для осуществления параллельной работы трансформаторов. Если после первых трех измерений ни одно показание вольтметра не было равно нулю, то это указывает на наличие сдвига по фазе напряжений одного трансформатора относительно другого и, следовательно, невозможность их параллельного включения.

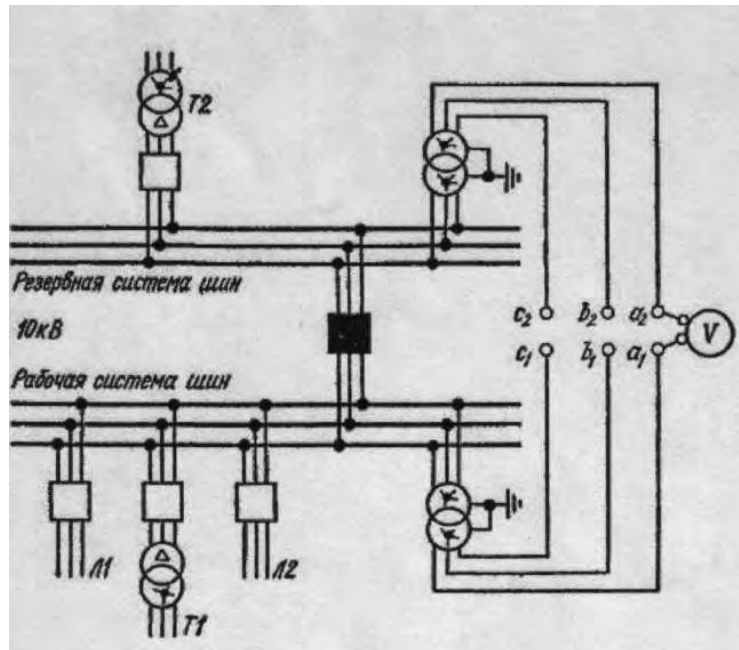


Рисунок 28 - Схема фазировки трансформатора 110/10 кВ косвенным методом на зажимах вторичных обмоток трансформаторов напряжения.

Косвенные методы фазировки применяются на подстанциях с двумя системами шин с помощью трансформаторов напряжения, подключенных к шинам. Для этого фазуемый трансформатор с вторичной стороны включается на резервную систему шин, не имеющую напряжения, а все работающие трансформаторы и линии в это время находятся на другой (рабочей) системе шин (рисунок 28). Напряжение для фазировки на фазуемый трансформатор и резервную систему шин подается включением трансформатора со стороны обмотки ВН. Фазировка производится на зажимах НН трансформаторов напряжения, принадлежащих рабочей и резервной системам шин. При несовпадении фаз производят их перестановку. При совпадении фаз трансформаторы замыкают на параллельную работу включением шиносоединительного выключателя. Для того чтобы быть уверенным в совпадении фаз самих трансформаторов напряжений, их предварительно фазировывают между собой при включенном шино-

соединительном выключателе. Фазировку трехобмоточных трансформаторов производят в два приема. Сначала включают трансформатор со стороны ВН и производят его фазировку со стороны НН. При совпадении фаз трансформатор отключают со стороны НН и включают на резервную систему шин со стороны СН и вновь производят фазировку на этом напряжении. После получения необходимых результатов при обеих фазировках трансформатор считается сфазированным и его включают на параллельную работу тремя обмотками.

14. Экономичный режим работы трансформатора

На подстанциях с двумя и более трансформаторами в зависимости от суммарной нагрузки экономически целесообразно иметь на параллельной работе такое число трансформаторов, при котором КПД каждого из них приближается к максимальному значению. На покрытие потерь от передачи реактивной мощности затрачивается активная мощность. Поэтому при определении наиболее выгодного по потерям числа параллельно включенных трансформаторов реактивные потери переводят в активные путем умножения на экономический коэффициент -Кэ. Он показывает потери активной мощности в киловаттах, связанные с производством и распределением 1 кварреактивной мощности. Средние значения коэффициента Кэ для различных трансформаторов приведены в таблице 13.

Таблица 13 - Средние значения коэффициента Кэ для различных трансформаторов

Трансформаторы:	Кэ
повышающие и с. н. станции	0,02
в сетях 6-10 кВ, питающиеся от шин генераторного напряжения станций	0,06
в районных сетях 35-110 кВ	0,08
в районных сетях 35-110 кВ при наличии на шинах 6-10 кВ синхронных компенсаторов	0,04
в распределительных сетях 6-10 кВ	0,12

Учитывая сказанное, на подстанциях с трансформаторами одинаковых конструкции и мощности чисто одновременно включенных трансформаторов можно определить следующими неравенствами:

где ΣS - полная нагрузка подстанции, кВА; $S_{ho m}$ – номинальная мощность одного трансформатора, кВА; n – число параллельно включенных транс-

форматоров; P_x – активные потери ХХ, кВт; P_k – активные потери КЗ, кВт, Q_c – реактивные потери ХХ квар; Q_m – реактивные потери КЗ, квар.

Реактивные потери в стали можно вычислить по формуле

$$Q_c = i_x \% / 100 * S_{ном} \quad (9)$$

Реактивные потери КЗ вычисляются по формуле

$$Q_m = i_k \% / 100 * S_{ном} \quad (10)$$

Если установленные трансформаторы не однотипны или различны по мощности, для выбора экономичного режима их работы пользуются кривыми приведенных потерь. Допустим, что на подстанции установлены два трансформатора Т1 и Т2, причем номинальная мощность второго больше номинальной мощности первого. Для каждого из них строится кривая приведенных потерь (рисунок 30) на основании уравнения:

при возрастании нагрузки к n параллельно работающим трансформаторам выгодно подключить еще один трансформатор, если

$$\sum S > S_{ном} \sqrt{n(n+1) \frac{P_x + K_z Q_c}{P_k + K_z Q_m}}, \quad (11)$$

при снижении нагрузки, наоборот, целесообразно отключить один из трансформаторов, если

$$\sum S > S_{ном} \sqrt{n(n-1) \frac{P_x + K_z Q_c}{P_k + K_z Q_m}}, \quad (12)$$

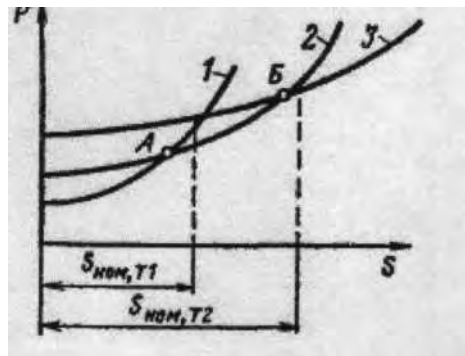


Рисунок 29 - Кривые приведенных потерь трансформаторов:
1-для трансформатора Т1; 2 - для Т2; 3-для двух трансформаторов.

$$P' = (P_x + K_z Q_c) + (P_k + K_z Q_m) * \frac{S^2}{S_{ном}^2} \quad (13)$$

где P' - приведенные потери, кВт; S - действительная нагрузка, кВА, $S_{ном}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА.

Кривая приведенных потерь двух параллельно включенных трансформаторов при распределении нагрузки между ними пропорционально номинальным мощностям строится на основании следующего уравнения:

$$\sum P' = \sum (P_k + K_z Q_k) + \sum (P_k + K_z Q_k) * \frac{\sum S^2}{\sum S^2_{ном}} \quad (14)$$

Из рисунка 30 видно, что в целях уменьшения потерь при увеличении нагрузки выгодно в точке А включить в работу Т2 вместо Т1, а в точке Б следует включить в работу оба трансформатора.

15. Эксплуатация устройств РПН

Устройства РПН должны эксплуатироваться согласно инструкции завода-изготовителя.

После монтажа или ремонта РПН в обязательном порядке проверяют его работу в объеме и последовательности, указанных в инструкции завода-изготовителя. Во время испытаний трансформаторов с устройствами РПН перед включением их в работу после монтажа или капитального ремонта следует на холостом ходу выполнить два-три полных цикла переключения от блока автоматического регулирования напряжения (далее - АРН) или дистанционно для проверки работы устройства РПН. Эти испытания дают возможность проверить качество оборудования, монтажа или ремонта для принятия решения о возможности ввода устройства РПН в эксплуатацию.

После монтажа, ревизии или отключения трансформатора на длительное время при подготовке трансформатора к включению под нагрузку необходимо выполнить прогонку избирателя отпаек по всем положениям два-три раза для снятия пленки окиси с контактных поверхностей.

Устройство РПН должно постоянно находиться в рабочем состоянии, его работа (количество операций) должна фиксироваться счетчиком количества операций. При наличии блока АРН он должен постоянно быть введен в работу и выводиться из работы только при неисправности и режимах работы трансформаторов, при которых блок автоматического управления не может быть использован.

Во время работы трансформаторов, оборудованных устройством РПН с блоком автоматического управления приводом, необходимо обеспечить вывод блока из работы и выдачи сигнала неисправности (при наличии блока АРН-1Н):

- при невыполнении команды (привод не «пошел»);

- при незавершении команды на переключение (застревание контактов избирателя в промежуточном положении, неисправность приводного механизма);
- при выходе из строя блока автоматического управления приводом;
- при исчезновении питания привода устройства РПН и блока автоматического регулирования.

При параллельной работе трансформаторов, снабженных устройством РПН с блоками автоматического управления приводом, должны быть обеспечены вывод блока автоматического управления из работы и сигнализация неисправности (при наличии блока АРН-1Н):

- при неисправности блока автоматического управления приводом;
- при невыполнении команды на переключение (неисправность одного из приводных механизмов, застревание в промежуточном положении контактов избирателя одного из устройств РПН);
- при рассогласовании коэффициентов трансформации у трансформаторов;
- при повреждении блок автоматического управления должен быть отключен и устройство РПН следует перевести на дистанционное управление;
- при отказе схемы дистанционного управления устройство РПН следует перевести на местное управление (при наличии последнего) и принять срочные меры по устранению неисправности. Переключать устройство РПН с помощью рукоятки на трансформаторе, находящемся под напряжением, не допускается ввиду опасности для персонала вследствие возможного повреждения трансформатора из-за неправильной установки нового положения устройства РПН и ненормальной длительности цикла переключения. Переключение рукояткой допускается на отключенном трансформаторе.
- при застревании переключателя в промежуточном положении управление приводом переводится в режим «Дистанционное» и при отсутствии повреждений привода дается команда на завершение переключения.
- при выявлении неисправности привода устройства, избирателя или контактора трансформатор выводится в ремонт.

В схеме управления устройства РПН должны постоянно быть включены блокировки, не позволяющие приводить переключающие устройства в действие при токе, превышающим допустимый ток для данного переключаю-

щего устройства, а для быстродействующих РПН - при понижении температуры масла в контакторе до температуры до -25°C , а также не позволяющее переключать за 14 положение для РПН типа РС.

Во время осмотров дежурным персоналом устройств РПН с токоограничивающими реакторами необходимо обращать внимание:

- на соответствие положений на указателях в приводном механизме и щите управления;
- на соответствие положений на указателях приводных механизмов параллельно работающих трансформаторов;
- на строгое соответствие фиксированному положению приводного механизма;
- на уровень масла в баке контактора (он должен быть в пределах отметок, нанесенных на маслоуказателе);
- на внешнее состояние доступных для осмотра элементов устройства РПН.

Во время осмотров дежурным персоналом быстродействующих устройств РПН с необходимо обращать внимание:

- на соответствие положений на указателях в приводном механизме и на щите управления;
- на соответствие положений на указателях приводных механизмов параллельно работающих трансформаторов;
- на строгое соответствие фиксированному положению приводных механизмов в пределах допусков по лимбу;
- на уровень масла в отсеке расширителя или в баке контактора;
- на состояние уплотнения заглушек и разъемов (течь масла недопустима);
- на закрытое положение дверей привода;
- на работу обогрева в приводах и шкафах управления (зимой);
- на состояние воздушного промежутка для устройства ЗРНОА: корпус контактора - разрядник (сокращение изоляционного расстояния с использованием посторонних предметов недопустимо);
- на состояние гибких спусков к вводам ВН или СН, на которых установлено устройство РПН;

- на внешнее состояние доступных для осмотра элементов устройства РПН.

В быстродействующих устройствах РПН, в которых предусмотрен обогрев контакторов, в зимний период при температуре окружающего воздуха - 25°C и ниже должна включаться система автоматического обогрева контакторов, поскольку устройство РПН может работать только при температурах масла контактора не ниже -25 °C, автоматика должна быть настроена так, чтобы при первом включении трансформатора, пока масло не достигнет необходимой температуры, привод блокировался, о чем должен быть сигнал на щите управления.

Система обогрева отключается при наступлении устойчивой температуры окружающей среды не выше -20°C.

При включении находящегося в резерве трансформатора с быстродействующим устройством РПН, оборудованным электроподогревом, в зимний период при температуре окружающего воздуха ниже -20°C (или если перед днем включения температура была ниже -25°C) должна включаться автоматическая система обогрева контакторов на 13 -15 часов. В течение этого времени переключения запрещаются.

Включение системы обогрева вручную (помимо автоматики) запрещается. При включении в зимний период трансформатора с быстродействующим устройством РПН, который не имеет системы обогрева контакторов, привод следует отключить и не переключать его до достижения соответствующей температуры масла в трансформаторе согласно инструкции завода-изготовителя.

Температурных ограничений для работы реакторных устройств не предусмотрено.

Эксплуатационный персонал обязан вести учет работы устройств РПН. Количество переключений, произведенное переключающим устройством и зафиксированное счетчиком, установленным в приводе, необходимо периодически (не реже одного раза в месяц) записывать в журнал или паспорте устройства РПН.

Ревизия элементов системы управления приводом осуществляется согласно инструкций завода-изготовителя, но не реже одного раза в год. Блок автоматического управления следует проверять с устройствами РЗА.

При этом необходимо проверить:

- состояние всех электрических контактных соединений (при необходимости провести регулировку);
- исправное состояние концевых выключателей;
- исправность блока автоматического регулирования и стабильность его установок.

Наблюдение за приводным механизмом сводится к его периодическому осмотру, во время которого подтягиваются ослабевшие винты и гайки, проверяется состояние контактов реле и других приборов, наличие смазки на трущихся деталях механизма и в масленках.

Через каждые шесть месяцев следует смазывать внешние трущиеся узлы и детали привода переключающего устройства незамерзающей смазкой марки ЦИАТИМ-201 или ГОИ-54, незамерзающей смазкой.

Смену масла и промывку контактора необходимо выполнять согласно с заводскими инструкциями. При замене масла из бака контактора удалять продукты разложения масла.

Для увеличения срока службы масла в контакторах устройств РПН с токоограничивающими реакторами, не имеющих воздухоосушительных фильтров, рекомендуется по согласованию с заводом-изготовителем устанавливать указанные фильтры на отверстие для выхода газов. При этом в баке контактора должна сохраняться газовая подушка для обеспечения нормальной его работы.

Текущие ремонты переключающих устройств ответвлений с выводом их из работы проводят совместно с текущими ремонтами трансформаторов не реже одного раза в год или после определенного числа переключений, указанного в заводской инструкции на данный тип переключающего устройства.

Внеочередные осмотры контакторов переключающих устройств проводят в сроки, указанные в инструкциях заводов-изготовителей.

При загрязнении и увлажнении масла контакторов устройств, во время текущего ремонта следует выполнить его ревизию. Бак контактора полностью освобождается от масла, части контактора и бак очищаются от грязи, и после осмотра бак снова заполняется чистым сухим маслом. Производится также осмотр, ревизия и смазка элементов привода переключающего устройства.

Ревизию устройства РПН следует проводить согласно заводской инструкции по эксплуатации устройства РПН данного типа.

В случае, если во время эксплуатации трансформатора не осуществляются переключения устройством РПН (или если число переключений составляет меньше чем 300 в год) и нагрузка по току при этом превышает 0,7 номинальной, то через каждые 6 месяцев необходимо выполнять 10 циклов переключений устройством РПН в регулируемом диапазоне с целью очистки от окиси и шлама.

Для трансформаторов с РПН, которые работают в режиме перегрузки, каждые 6 месяцев или каждые 12 месяцев для нормально нагруженных трансформаторов необходимо осуществлять 10 циклов переключений по всему диапазону при отключенном трансформаторе. При этом необходимо дополнительно выполнить не менее 10 переключений устройством РПН в диапазоне положений реверса.

Срок службы контактов контакторов для различных типов устройств РПН неодинаков. Контакты заменяют в соответствии с указаниями завода-изготовителя при неудовлетворительной круговой диаграмме (при нарушении допусков на углы замыкания и размыкания контакторов), при обнаружении износа контактов в соответствии со значениями, указанными в заводской инструкции. Не допускается зачищать обгоревшие поверхности контактов, так как это создает дополнительный износ контактов и сокращает их срок службы.

Порядок операций при замене контактов и регулировка нажатия должны строго соответствовать указаниям заводских инструкций.

Эксплуатационный персонал обязан строго учитывать дефекты, неполадки в работе и повреждения устройств РПН, а также фиксировать, после какого числа переключений заменены контакты, выполнена реконструкция, заменены узлы и проведены ремонты.

При срабатывании струйного реле после отключения трансформаторов и выполнения требований ПТБ необходимо осмотреть мембрану бака контактора РПН. В случае ее повреждения принять меры по предотвращению увлажнения масла и изоляционного цилиндра контактора РПН.

В контакторах погружного типа РПН типа РНОА следить за наличием воздушной подушки и целостности предохранительной мембраны. Для определения наличия воздушной подушки снять транспортную заглушку на стекле, которая установлена в верхней части контактора.

Показание, зафиксированное счетчиком, установленным в приводе, следует периодически (не реже 1 раза в месяц) записывать в журнал или паспорт устройства РПН.

Ревизия элементов схемы управления приводом проводится согласно руководству по эксплуатации заводов-изготовителей, но не реже 1 раза в год. Блок автоматического управления необходимо проверять вместе с устройством РЗА. При этом необходимо проверять:

- а) состояние всех электрических контактных соединений (при необходимости провести регулировку);
- б) исправность конечных выключателей;
- в) исправность блока автоматического управления и стабильность его уставок.

На трансформаторах с выносными разрядниками, защищающими обмотку РО, один раз в год проверять исправность выносных разрядников перед наступлением грозового периода.

При всех работах на контакторе и выносном разряднике необходимо проверять отсутствие воздуха в опорных изоляторах под разрядниками, для чего следует отвинчивать пробки до появления масла.

После монтажа, каждой ревизии или длительного отключения трансформатора, а также в случае длительного отсутствия переключений РПН (более 6 месяцев), необходимо проводить прокрутку избирателя ответвлений по всем положениям 2-3 раза для снятия пленки окислов с контактных поверхностей.

Масло из бака контакторов устройств РПН следует испытывать на наличие влаги и на пробивное напряжение после определенного числа переключений, указанного в заводском руководстве по эксплуатации данного устройства РПН, но не реже 1 раза в год. При снижении пробивного напряжения масла, ниже указанного в таблице 14, а также после числа переключений, оговоренного в заводском руководстве по эксплуатации, масло должно быть заменено.

Масло проверяют на количественное влагосодержание, если этого требует руководство по эксплуатации, причем при влагосодержании выше нормы масло должно быть заменено.

Т а б л и ц а 14 - Пробивное напряжение трансформаторного масла в баке контакторов

Тип устройства РПН	Пробивное напряжение, кВ, не менее	
	в контакторе	для заливки
РНТ, РНО	22	30
РНОА на 35 кВ	30	40
РНОА на 110 кВ	35	50
РНОА на 220-330 кВ	40	50
РС	25	40
SAV, SCV, SPV	30	50

Пробу масла необходимо отбирать через каждые 5 тыс. переключений, но не реже 1 раза в год.

Отбор пробы масла из баков контакторов устройств РПН для хроматографического анализа растворенных газов следует производить при редком использовании РПН, например, только при сезонных переключениях.

Текущие ремонты устройств РПН с выводом их из работы проводить совместно с текущими ремонтами трансформаторов не реже 1 раза в год, а также после определенного числа переключений, указанного в заводском руководстве по эксплуатации на данный тип устройства РПН

Внеочередные осмотры контакторов устройств РПН проводить в сроки, указанные в заводском руководстве по эксплуатации.

Для контактора, установленного на опорном изоляторе, при загрязненном и увлажненном масле следует при текущем ремонте проводить его ревизию. Бак контактора полностью освобождается от масла и очищается от грязи, затем после тщательного осмотра бак снова заливается чистым сухим маслом. Проводят осмотр, ревизию (по заводскому руководству) и смазку элементов привода устройства РПН.

Срок службы контактов контакторов не одинаков для разных типов устройств РПН. Контакты заменяют в соответствии с указаниями завода-изготовителя при неудовлетворительной круговой диаграмме (при нарушении допусков на углы замыкания и размыкания контакторов), при обнаружении износа контактов сверх следующих значений:

- если подвижные дугогасительные контакты устройств типа РНО(Т)-13, РНО(Т)-21, РНО-17, РНО(Т)-20, РНО(Т)-23, РНО(Т)-24 и неподвижные дугогасительные контакты устройств типа РНО(Т)-13, РНО(Т)-21 обгорели до толщины 7 мм, а неподвижные дугогасительные контакты устройств типа РНО-17, РНО-20, РНО(Т)-23, РНТ-24 - до толщины 24 мм;

- в устройствах РПН типа РНОА вспомогательные и дугогасительные контакты подлежат замене, если зазор между главными контактами менее 1мм в момент соприкосновения вспомогательных контактов;

- в устройствах РПН типа РС минимальная допустимая толщина главных контактов составляет: медная часть - 1,5 мм, металлокерамика - 1мм. При меньшей толщине контакты подлежат замене;

- в устройствах РПН типа SAV, SCV, SDV замена дугогасительных контактов должна проводиться при толщине вольфрамовой контактной накладки менее 1 мм.

Не допускается зачищать обгоревшие поверхности контактов, так как это создает дополнительный износ контактов и сокращает срок их службы.

Порядок операций по замене контактов и регулировка нажатия должны строго соответствовать указаниям руководств завода-изготовителя.

После монтажа или ремонта устройства РПН в обязательном порядке проверяют его работу в объеме и последовательности, указанных в руководствах завода-изготовителя.

При испытании трансформаторов (в том числе автотрансформаторов), снабженных устройством РПН, перед включением их в работу после монтажа или капитального ремонта следует на холостом ходу провести два-три полных цикла переключений для проверки работы устройства РПН.

Для своевременного выявления развивающихся повреждений импортных устройств РПН типов SDV1, PC-3, PC-4, PC-9 следует не реже одного раза в 6 мес. проводить отбор проб масла из бака трансформатора и выполнение хроматографического анализа газов, растворенных в масле.

При обнаружении признаков повреждения необходимо производить измерения активного сопротивления обмотки ВН:

- а) для устройств РПН без предизбирателя - на всех положениях;
- б) для устройства РПН с предизбирателем - на половине диапазона регулирования и в обоих положениях предизбирателя.

Значения сопротивлений, полученные на одинаковых ответвлениях разных фаз, не должны отличаться друг от друга более чем на 2 % при одинаковой температуре. Если в паспорте трансформатора указано различие по фазам более 2 %, то это должно быть учтено при сравнении и оговорено в протоколе измерений;

- в) осциллографирование работы контактора и другие регламентные работы следует проводить в соответствии с заводской инструкцией;
- г) проводить ежегодное переключение устройств РПН во всем диапазоне.

Для устройств РПН типа ЗРНОА-110/1000, установленных на автотрансформаторах типа АТДЦТН-200000/220/110, АТДЦТН-200000/330 110 и АТДЦТНГ-125000/220 из-за перегревов контактов избирателя с последующим пробоем масляных промежутков, а также разложения масла и выпадения шлама от подогревателей необходимо проводить отбор проб масла из избирателя для хроматографического анализа газов, растворенных в масле. Подогрев масла в этих трансформаторах должен быть отключен.

При обнаружении в пробе масла диагностических газов, продуктов разложения масла и изоляции принять меры к выводу автотрансформатора в ремонт с последующей ревизией контактора и избирателя. При этом необходимо:

- проверить плотность бака контактора во избежание попадания в бак избирателя газов, образующихся при работе контактора. Для этого слить масло из контактора, извлечь выемную часть, вытереть насухо полость бака. Убедиться в отсутствии проникновения масла из бака избирателя в бак контактора через уплотнения или пропускной вентиль между контактором и избирателем. В случае поступления масла восстановить плотность бака контактора. Вентиль на патрубке между избирателем и контактором должен быть надежно закрыт. Если между двумя последними отборами проб масла на хроматографический анализ переключения РПН не производились, плотность контактора допускается не проверять;

- провести ревизию избирателя с полным сливом масла. Во время ревизии проверить состояние контактов, контактное нажатие в соответствии с заводской документацией. Поврежденные элементы заменить.

Наличие устройства ЗРНОА-110/1000 у выше названных автотрансформаторов, следует рассматривать в качестве одного из важных условий необходимости списания такого автотрансформатора.

16. Ремонт трансформаторов без замены обмоток и изоляции

Настоящий раздел распространяется на ремонт трансформаторов напряжением до 750 кВ включительно, проводимый в условиях эксплуатации.

Каждый трансформатор при сдаче в ремонт, в процессе ремонта и при

приемке из ремонта должен подвергаться испытаниям по предварительно утвержденным программам.

Если не оговорено иначе в заводских или иных нормативных документах, программой испытаний при сдаче в ремонт должны предусматриваться:

- наружный осмотр с выявлением дефектов и составлением ведомости дефектации;
- испытание бака на плотность;
- испытание пробы трансформаторного масла (физико-химический анализ);
- хроматографический анализ газов, растворенных в масле;
- проверка изоляционных характеристик (R_6O , $tg\delta$);
- измерение сопротивления КЗ трансформатора;
- измерение сопротивления обмоток постоянному току на всех ответвлениях РПН или ПБВ;
- измерение потерь холостого хода при малом напряжении.

При ремонте определяется техническое состояние основных узлов, а именно:

- магнитопровод;
- обмотки и изоляция;
- переключающие устройства ПБВ (при их наличии);
- переключающие устройства РПН (при их наличии);
- бак и расширитель;
- предохранительные устройства;
- контрольно-измерительная аппаратура;
- вводы 110-750 кВ;
- средства защиты масла от соприкосновения с окружающим воздухом;
- система охлаждения;
- шкафы автоматического управления охлаждением (при их наличии);
- система предотвращения взрыва и пожара.

Техническое состояние трансформатора, основных узлов и элементов контролируется при ремонте по следующим показателям:

Магнитопровод:

- наличие местных перегревов, забоин и шлакообразования;
- состояние изоляции и схемы заземления;

- состояния прессовки магнитопровода;
- сопротивление изоляции стержневых шпилек относительно магнитной системы;
- сопротивление изоляции ярмовых балок относительно магнитной системы (при снятых заземляющих шинках) или сопротивление изоляции полубандажей и подъемных пластин относительно активной стали магнитопровода (у магнитных систем бесшпильчатой конструкции);
- состояние схемы заземления магнитопровода: заземляющих шин и качества их установки.

Обмотки и изоляция:

- усилия прессовки обмоток (для каждого прессующего кольца);
- результаты внешнего осмотра на предмет отсутствия соприкосновения между фазовой изоляцией с обмотками и отводами;
- расстояние от междупазовой изоляции до прессующих колец и других заземленных частей магнитопровода;
- проверка крепления экранирующих витков;
- проверка вертикальности столбов прокладок, крепления отводов, состояния паяк контактных соединений, затяжки гаек разъемных соединений отводов;
- состояние бакелитовых цилиндров, экранов вводов, крепления реек изоляционных барьеров и экранов;
- проверка отсутствия замыканий между прессующими кольцами (при раздельной прессовке), а также между прессующими кольцами и активной сталью магнитопровода, касания изоляционными цилиндрами и рейками прессующих колец.

Переключающие устройства ПБВ:

- состояние контактного узла и привода;
- состояние контактных пружин, проверка усилия, развиваемого контактными пружинами в устройствах ПБВ барабанного типа (Пб и др.).

Переключающие устройства РПН:

- внешний осмотр контактора с проверкой состояния связи контактора с газовым реле и расширителем;
- проверка маслоуказателя контактора и определение целостности диафрагмы (мембраны) защитного устройства бака контактора;

- проверка цвета силикагеля в воздухоосушителе контактора;
- осмотр избирателя с проверкой состояния механической передачи, пружин контактов, изоляционных деталей и токопроводов, резьбовых соединений и контактных поверхностей;
- определение параметров качества трансформаторного масла в баке контакторов;
- измерение характеристик круговой диаграммы последовательности действия элементов устройства РПН после ремонта;
- проверка состояния контактов устройств РПН по толщине контакта или вольфрамовой контактной накладки (в устройствах типа SAV, SCV, SDV);
- измерение усилия нажатия в контактах контакторов;
- измерение значений сопротивления токоограничивающих резисторов;
- опробование устройств РПН на предмет отсутствия заеданий после сборки трансформатора и соединения устройства с его приводом (с помощью ручного привода по всему диапазону регулирования);
- осциллографирование работы контактов контактора;
- проверка работы системы автоматического управления работой устройства РПН, дистанционного управления приводом;
- проверка привода устройства: состояние всех крепежных соединений: наличие смазки в масленках подшипников и между трущимися частями механизма и редуктора; правильность остановки привода в выбранном положении и работы крайних электрических и механических блокировок, а также блокировки электродвигателя при установленной рукоятке ручного привода; сопротивление изоляции электрических цепей; проверки работы дистанционного указателя положения устройства, действие нагревателей и командных кнопок.

Бак и расширитель:

- наружный осмотр;
- чистка;
- проверка состояния сварных швов;
- спуск грязи из расширителя, доливка масла в случае необходимости, проверка маслоуказателя;
- проверка соответствия уровня масла в расширителе показанию маслоуказателя;
- испытания на маслоплотность.

Предохранительные устройства:

- проверка соединений и пружин каждого предохранительного клапана;
- проверка состояния и крепления соединительных проводов, электромагнита и кнопки отсечного клапана;
- измерения сопротивления изоляции обмотки электромагнита и соединительных проводов;
- проверка срабатывания отсечного клапана;
- осмотр и испытания на маслоплотность предохранительной трубы;
- проверка целостности мембраны выхлопной трубы или предохранительного клапана;
- проверка работы реле давления, газового и защитного реле.

Контрольно-измерительная аппаратура:

- проверка соответствия взаимного положения рычага и стрелки маслоуказателя и проверки замыкания сигнальной цепи;
- проверка целостности и изоляции электропроводки термосигнализатора;
- проверка приборов для измерения температуры масла;
- проверка реле уровня масла;
- проверка вторичных цепей.

Вводы 110-750 кВ: результаты испытания вводов в соответствии с и действующими нормативно-техническими документами.

Изоляторы: чистка и протирка.

Средства защиты масла от соприкосновения с окружающим воздухом:

- осмотр и испытания на маслоплотность термосифонных и адсорбционных фильтров избыточным давлением масла;
- проверка и смена сорбента в термосифонных и адсорбционных фильтрах и воздухоосушителе; причем при работах по смене сорбента в фильтрах трансформаторов с охлаждением ДЦ, проводимых без их отключения, следует принять меры, обеспечивающие удаление воздуха из системы охлаждения и адсорбционных фильтров после проведения этих работ.

Система охлаждения.

Осмотр и чистка устройств охлаждения, проверка подшипников вентиляторов и маслонасосов; проверка герметичности охладителей Ц избыточным давлением.

Проверка и испытание системы автоматики и сигнализации системы ох-

лаждения ДЦ и М.

Система охлаждения вида ДЦ:

- испытания на герметичность охладителей и электронасосов;
- проверка бессальниковых электронасосов с оценкой состояния подшипников и крепления рабочего колеса;
- измерения сопротивления изоляции обмоток статоров электродвигателей в соответствии с Щ;
- измерения вибрации корпуса электронасоса;
- проверка вентиляторов и крыльчаток (с измерением зазора между крыльчатками и диффузорами по всему периметру);
- измерения сопротивления изоляции обмоток статоров двигателей,
- измерения вибрации в контрольных точках;
- внешний осмотр и проверка маслоплотности трубопроводов.

Система охлаждения вида М:

- внешний осмотр и испытания на непроницаемость сварных швов трубчатых радиаторов сжатым воздухом и мыльным раствором;
- испытания на маслоплотность (проводимые после окончания ремонта) трансформаторным маслом при давлении.

Шкафы автоматического управления охлаждением:

- внешний осмотр шкафов автоматического управления и проверки исправности их заземления;
- измерения сопротивления изоляции электрических цепей.

Система предотвращения взрыва и пожара: проверка и испытания системы автоматики и сигнализации.

Перед включением трансформатора после монтажа или ремонта обслуживающий персонал обязан провести тщательный осмотр трансформатора и опробование трансформатора номинальным напряжением.

17. Меры безопасности при эксплуатации трансформаторов

Должны быть обеспечены меры безопасности, в том числе пожарной, при эксплуатации трансформаторов.

При возникновении пожара на трансформаторе он должен быть отключен от сети всех напряжений (если он не отключился от действия релейной защиты) и заземлен.

При возникновении пожара на трансформаторе персонал должен руково-

дствоваться и действовать согласно оперативной карточке пожаротушения.

Персонал должен проконтролировать включение стационарной установки пожаротушения (при ее наличии).

При тушении пожара следует принять меры для предотвращения распространения огня, исходя из создавшихся условий.

При невозможности ликвидировать пожар основное внимание должно быть уделено защите от огня расположенных рядом трансформаторов и другого неповрежденного оборудования.

Запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из бака.

Стационарная установка пожаротушения должна работать в автоматическом режиме. В соответствии с действующими нормами стационарные установки пожаротушения требуются для трансформаторов 330 кВ мощностью более 200 МВА.

Во время эксплуатации и испытаний трансформаторов их баки должны быть заземлены.

Запрещается нахождение на крышке бака и подъем инструментов и других предметов на крышку бака во время работы трансформатора.

Осмотр газового реле следует осуществлять со специальной площадки стационарной лестницы трансформатора.

Во время осмотра работающего трансформатора запрещается находиться в зоне выброса масла из предохранительного клапана или выхлопной трубы.

Запрещается приближаться к трансформатору, находящемуся под напряжением с явными признаками повреждения: посторонние шумы, разряды на изоляторах, сильная (струей) течь масла и др.

Запрещается переключать рукояткой устройства РПН трансформатора, находящегося под напряжением.

На работающем трансформаторе зажимы вторичных обмоток встроенных трансформаторов тока должны быть замкнуты накоротко при помощи специальных перемычек в шкафу зажимов или присоединениями вторичных цепей защит, электроавтоматики, и измерений. При этом запрещается разрывать цепи, подключенные к вторичным обмоткам трансформаторов тока без предварительного закорачивания обмоток перемычкой.

Сварочные работы на неработающем трансформаторе, при необходимости, следует выполнять только после заполнения его маслом до уровня 200 -

250 мм выше места сварки во избежание воспламенения паров масла.

Во время проведения сварочных работ, с целью устранения течи масла в трансформаторе, необходимо создать вакуум, который обеспечивает прекращение течи масла в месте сварки.

Для выполнения монтажных или ремонтных работ внутри бака трансформатора необходимо продуть бак трансформатора сухим чистым воздухом и обеспечить естественную вентиляцию открытием верхних и нижних люков. В процессе выполнения работ необходимо осуществлять непрерывный контроль за людьми, находящимися внутри бака трансформатора.

Во время заполнения трансформатора маслом или во время слива масла бак трансформатора и выводы его обмоток должны быть заземлены, чтобы исключить появление электростатических разрядов.

Необходимо избегать попадания и длительного воздействия трансформаторного масла на кожу.

18. Эксплуатация трансформаторного масла

Выбор марки свежего масла, порядок смешивания масла различных марок, объем и сроки проведения отбора проб масла для физико-химического анализа масла, температура заливаемого масла, условия заливки маслом системы охлаждения видов ДЦ (если она проводится отдельно от заливки бака), замена адсорбентов, засыпаемых в фильтры, и введение ингибиторов окисления.

Масло, не соответствующее требованиям стандартов или технических условий на них, не допускается заливать в трансформаторы.

Трансформаторы, вводимые в эксплуатацию впервые или после капитального ремонта, следует заливать (доливать) трансформаторным маслом под вакуумом согласно таблице 15.

Таблица 15 - Остаточное давление при заливке масла в трансформаторы, впервые вводимые в эксплуатацию или после капитального ремонта.

Класс напряжения трансформатора, кВ	Наличие пленочной защиты	Остаточное давление в баке, мм.рт. ст., не более
110, 150	Нет	410
110, 150	Да	5
220 - 500	Нет	10
220 - 500	Да	5
750	Да	1,5

Для трансформаторов с сильно изношенной бумажной изоляцией обмоток, указанная в таблице 15, степень вакуумирования может быть опасной. Технология обработки масла (включая степень вакуумирования) при состарившейся твердой изоляции должна быть выбрана в соответствии с результатами испытаний.

Масло в трансформаторах используется для охлаждения и изоляции.

Масла разделяют на две группы: содержащие антиокислительные присадки (ингибированные) и не содержащие их (неингибированные). Ингибированное масло более стабильно, оно не оказывает вредного влияния на твердую изоляцию трансформатора. В РБ применяются только ингибированные масла.

В эксплуатации принято делить масло на свежее, регинированное, чистое, сухое, эксплуатационное и отработанное. Запасы этих масел содержатся раздельно в специальных баках.

Область применения разных марок масла для оборудования разных напряжений определяется СТП 09110.20.366-08.

Различаются три вида испытаний трансформаторного масла: испытание на электрическую прочность, сокращенный анализ, полный анализ.

Полному анализу подвергается масло на заводах-изготовителях, а также масло после регенерации.

Отбор проб производится в сухую погоду в промытые и хорошо просушенные стеклянные банки вместимостью 0,5 и 1 л, для производства ХАРГ – в шприцы.

Сокращенный анализ масла и испытание его электрической прочности включает в себя определение:

- кислотного числа;
- содержание водорастворимых кислот и щелочей;
- отсутствие механических примесей;
- температуру вспышки;
- пробивное напряжение;
- тангенс угла диэлектрических потерь.

Свежее трансформаторное масло, поступающее с завода и предназначенное для заливки в электрооборудование проверяется на стабильность к окислению.

Масло для трансформаторов с пленочной защитой проверяется также на влагосодержание и газосодержание.

Масло из трансформаторов и после обработки в цеолитовых и дегазационных установках должно подвергаться хроматографическому контролю.

Объем испытаний и нормы на результаты испытаний определяются ТКП 09110.20.366-08.

Методика проведения испытаний определяется СТП 34.43105-2000.

Масло типа ГК из герметичных вводов, в которых увеличивается давление, должно быть подвержено хроматографическому анализу. Определяющим дефектом в этом случае является наличие не выше нормы H_2 (водорода).

Масло, не удовлетворяющее нормам по механическим примесям, подвергается очистке. Запрещается применение центрофугирования для очистки масла от механических примесей, так как при этом происходит «отбивка» антиокислительных присадок на стенки центрифуги.

Каждый показатель при испытаниях трансформаторного масла характеризует качество масла. Цвет и внешний вид не является решающим показателем для отбраковки. Масло может быть мутным, с осадком и взвешенными частицами различных загрязнений. Такое масло подлежит очистке:

- пробивное напряжение характеризует способность жидкого диэлектрика выдерживать электростатическое напряжение без пробоя;
- кислотное число – основной показатель старения масла;
- температура вспышки характеризует степень пожарной опасности и дает представление о наличии в масле летучих веществ. Снижение температуры вспышки говорит о наличии в оборудовании дефектов, приводящих к разложению масла;
- тангенс угла диэлектрических потерь позволяет выявить дефекты масла на ранней стадии их возникновения. По изменениям $\tan \delta$ в зависимости от температуры измерения можно говорить о наличии в масле проводящих механических примесей;
- влагосодержание является критерием подготовки масла к заливке в оборудование.
- содержание антиокислительной присадки и стабильность против окисления являются характеристиками, определяющими срок службы масла;

- наличие растворенного шлама позволяет выявить наличие в масле продуктов глубокого старения;
- газосодержание характеризует эффективность работы пленочной защиты;
- хроматографический анализ растворенных в масле газов позволяет обнаружить медленно развивающиеся дефекты как в изоляции, так и в токоведущих частях;
- плотность определяется особенностями химического состава масла. Масло с высоким содержанием ароматических углеводородов имеют большую плотность, чем масла с преобладанием парафиновых и нафтеновых углеводородов;
- кинематическая вязкость определяет охлаждающую способность масла. Чем вязкость ниже, тем охлаждающая способность выше;
- удельное объемное сопротивление и его динамика позволяет оценить состояние трансформаторного масла, степень его старения.

Объем сокращенного анализа масла может быть расширен анализами, которые перечислены выше.

Сокращенный анализ масла производится в сроки, определяемые СТП 09110.20.366-08, анализ масла из герметичных вводов – по результатам измерения $\tan\delta$ ввода, дополнительно из трансформаторов при срабатывании газовой защиты на сигнал.

В процессе эксплуатации в масле образуются и накапливаются различные продукты старения. Такие как вода, волокна твердой изоляции, частицы абсорбентов. При длительной эксплуатации из твердой изоляции выделяется до 6% от веса изоляции воды.

Для удаления примесей из масла применяются физические методы очистки, которые не изменяют физический состав масла. К этим методам относятся: фильтрование, отстой и различные методы осушки.

Запрещается применение центрофугирования масла, так как при применении этого метода удаляются из масла антиокислительные присадки. Также запрещается применение в фильтровальных установках фильтровальной бумаги из-за засорения масла продуктами разрушения бумаги. В качестве устройства для фильтрации масла рекомендуется установка типа ПС-2 производства ЗАО

«Белэнергоспецтехника» г. Минск, в которой в качестве фильтрующего материала применяется базальтовое волокно и пористый свинец.

Масло с высокими изоляционными свойствами возможно получить лишь при глубокой его осушки и дегазации.

Эффективная осушка трансформаторного масла достигается путем адсорбционной обработки его цеолитами (молекулярными ситами). Для сушки масла применяется цеолит марки NaAl.

Перед обработкой масла с помощью цеолитовой установки необходимо определить пробивное напряжение масла. При сильно обводненном масле скорость подачи масла должна быть не более $1,6 \text{ м}^3/\text{ч}$. Не рекомендуется производить обработку масла цеолитовыми установками при наличии нерастворенной воды и пробивного напряжения менее 20 кВ. В этом случае необходимо подсушить масло методом отстоя и удалить конденсат. Схема цеолитовой установки приведена на рисунке 30.

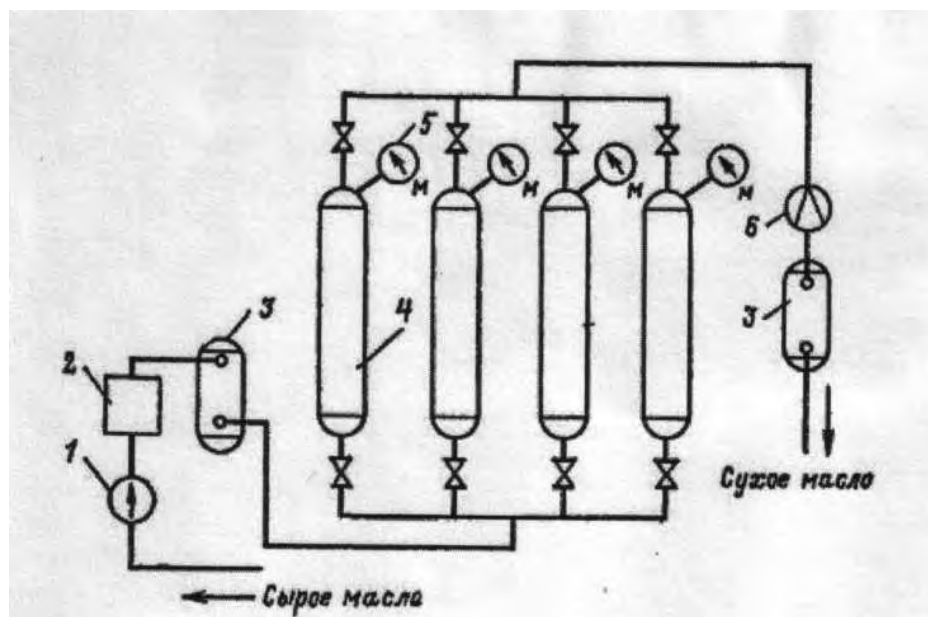


Рисунок 30 - Схема цеолитовой установки для сушки масла.

1 - маслonaсос; 2 - маслоподогреватель; 3 - фильтр механической очистки; 4 - цеолитовый фильтр-адсорбер; 5 - манометр; 6 - расходомер.

Сушка цеолита производится:

- в тонком слое (10-20 мм) при температуре $350-400^{\circ}\text{C}$ в течении шести часов в сушильном шкафу электропечи;
- продувкой через слой цеолита горячего сухого воздуха в течении 3 часов при температуре $300-350^{\circ}\text{C}$;

- вакуумная сушка при температуре 250°C и остаточном давлении 40 мм ртст в течении 2-3 часов.

При сушке промасленных цеолитов одновременно происходит выгорание масла. Наиболее эффективная вакуумная сушка масла в дегазационных установках, позволяющая получить масло с характеристиками: влагосодержание - 10г/т, остаточное давление - 5 мм рт ст.

Дегазационная установка представляет собой разделенную на две ступени герметичную металлическую емкость, внутри которой в подвесных корзинах расположены специальные насадки, предназначенные для увеличения поверхности дегазации. Сырое масло через фильтр грубой очистки насосом подается в установку, подогревается до $50-60^{\circ}\text{C}$, распыляется тонким слоем в полости первой ступени с остаточным давлением 270-650 Па и стекает вниз.

Из первой ступени масло поступает во вторую с остаточным давлением 67-133 Па, где происходит окончательная сушка масла и через фильтр тонкой очистки заливается в оборудование.

Для осушки воздуха от влаги, поступающего в надмасляное пространство расширителя трансформаторов со свободным дыханием, применяется воздухоосушительный фильтр. Его конструкция приведена на рисунке 31.

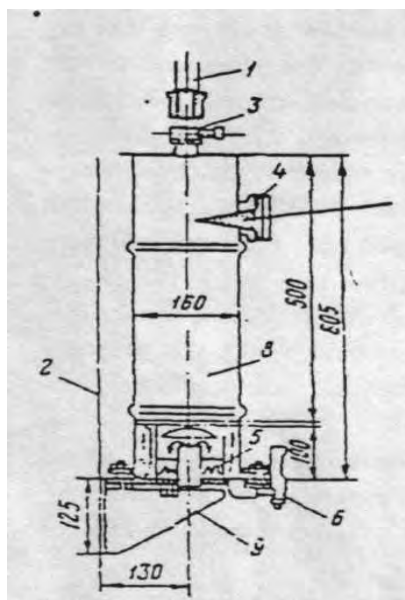


Рисунок 31 - Общий вид воздухоосушительного фильтра конструкции ОРГРЭС:

1 - дыхательная трубка к расширителю трансформатора, 2 - стенка трансформатора: 3 - соединение фильтра с дыхательной трубкой; 4 - смотровое окно:

5 - масляный затвор, 6 - указатель уровня в масляном затворе. 7 - силикагель – индикатор, 8 - силикагель – осушитель, 9 - кронштейн.

При замене адсорбента в воздухоосушителе необходимо сменить и масло в масляном затворе.

Масляный затвор 5 работает по принципу сообщающихся сосудов. Он очищает проходящий через него воздух от механических примесей.

С понижением температуры трансформатора объем масла в нем понижается, при этом порция воздуха засасывается в трансформатор через масляный затвор. Проходя через слой силикагеля, воздух осушается и попадает в расширитель. При нагревании трансформатора процесс происходит в обратном порядке.

В качестве поглотителя в воздухоосушительных фильтрах наиболее целесообразно использовать крупнопористые силикагели (КСКГ, ШСКГ по ГОСТ 3956-76), обработанные хлористым кальцием.

Осушитель перед загрузкой в фильтр должен быть просеян от пыли и просушен для достижения необходимой остаточной влажности (не более 0.5 % массы).

Фильтры должны быть заполнены осушителем через верхний патрубок или через люк в дне. При этом между уровнем осушителя и крышкой фильтра должно оставаться 15-20 мм свободного пространства. Для удобства обслуживания фильтр присоединяется к «дыхательному трубопроводу» на высоте 1,5 м от земли.

Для контроля качества осушителя в фильтре применяется индикаторный силикагель, который помещается в патрон напротив смотрового окна фильтра.

В качестве индикаторного силикагеля следует применять силикагель - индикатор по ГОСТ 8964-75. Этот силикагель изменяет свою окраску (от синей до розовой) при повышенной относительной влажности (до 50 %) осушенного воздуха, проходящего через фильтр, что свидетельствует о необходимости замены силикагеля - осушителя в фильтре.

Для изоляции осушителя от окружающего воздуха и очистки воздуха от механических примесей фильтры снабжены масляным затвором. Затвор следует заливать сухим трансформаторным маслом.

Контроль состояния осушителя в эксплуатации заключается в наблюдении за окраской индикаторного адсорбента и уровнем масла в масляном затво-

ре. При посветлении отдельных зерен следует усилить надзор за фильтром, а когда зерна индикаторного адсорбента примут розовую окраску, следует заменить осушитель в фильтре.

Одним из способов защиты масла в силовых трансформаторах от окисления является применение термосифонных фильтров, которые представляют собой металлические цилиндры, заполненные адсорбентом, непрерывно поглощающими продукты окисления масла. Термосифоны присоединяют к трансформаторам так же, как радиаторы охлаждения. У трансформаторов с охлаждением ДЦ и Ц их крепят у выносных охладителей (рисунок 32).

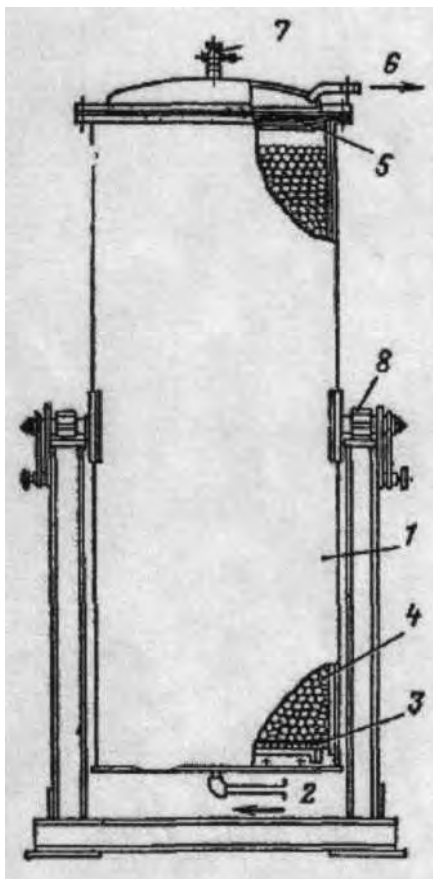


Рисунок 32 - Общий вид термосифонного фильтра.

Масло в термосифоне перемещается сверху вниз. В качестве адсорбента применяется силикагель марки КСК или активная окись алюминия с зернами 2,7-7 мм. Расчетная емкость термосифона составляет 2 % объема масла в баке, расширителе и охладителях трансформатора. Подключение термосифона производят к трансформаторам со свежим маслом - это дает наилучшие результаты.

Антиокислительные присадки. Свежее, нормально очищенное масло содержит смолы, являющиеся естественными антиокислителями; масло, реген-

нерированное адсорбентами, утрачивает их. В эксплуатации повышение стабильности регенерированных масел достигается совместным применением термосифонных фильтров и специальных антиокислительных присадок.

В качестве антиокислителей широко используются ионол, амидопирин и другие вещества. Ионол, будучи введенным в масло в количестве, равном 0,2 % массы масла, эффективно задерживает окисление. Вместе с тем он не извлекается из масла адсорбентами. Ионол практически полностью предотвращает образование осадка в хорошо очищенных маслах. Амидопирин подобно ионолу задерживает образование кислот и осадка увеличивает срок службы примерно в 2-3 раза. Однако при введении в масло амидопирин термосифонные фильтры загружают только окисью алюминия, так как силикагель обладает способностью адсорбировать амидопирин.

Защита масла во вводах. Для защиты от увлажнения масла во вводах применяются масляные затворы. Конструктивно их выполняют в виде цилиндра, разделенного на две части цилиндрической перегородкой, имеющей снизу отверстия для перетока масла из одной части в другую. Маслом заполняют менее половины цилиндра. Оно не имеет прямого контакта с маслом во вводе. Сверху воздушное пространство одной части затвора сообщается с воздушной подушкой в расширителе ввода, другой части - с атмосферой. Все температурные колебания объема масла и давления во вводе компенсируются изменением уровней запирающей жидкости в цилиндре затвора. Масляные затворы не устраняют, а лишь ограничивают влагообмен между маслом затвора, воздухом расширителя и маслом ввода. Более эффективной мерой предохранения масла является оснащение вводов с масляными затворами еще и воздухоосушителями. На рисунке 33 показана головка маслonaполненного ввода с масляным затвором и воздухоосушителем. Средством, исключаящим контакт масла с атмосферным воздухом и тем самым длительно обеспечивающим сохранение им высоких электроизоляционных свойств, является полная герметизация вводов.

Сушка твердой изоляции трансформаторов, баки которых рассчитаны на полный вакуум производится методом холоднавакуумной обработки изоляции. Эффективность обработки обеспечивается при температуре изоляции на протяжении всего процесса не ниже 20°C.

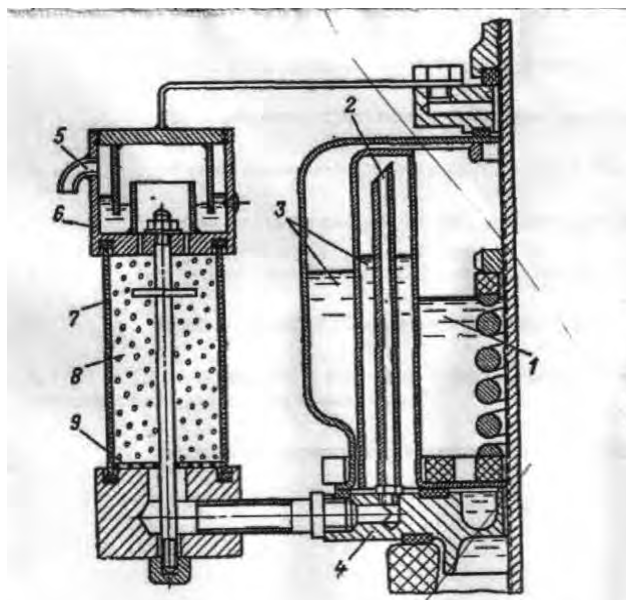


Рисунок 33 – Головка маслонаполненного ввода.

1 – масло во вводе, 2 – трубка масляного затвора, 3 – масло в затворе, 4 – поддон, 5 – трубка воздухоосушителя, 6 – масляный затвор воздухоосушителя, 7 – стеклянная трубка, 8 – зерна силикагеля, 9 – сетка.

Если температура изоляции ниже 20°C , необходимо производить дополнительный прогрев до температуры, обеспечивающей температуру в конце обработки выше 20°C . При отрицательной температуре окружающего воздуха необходимо принять меры к утеплению трансформатора для исключения конденсации влаги внутри трансформатора и его составных частей.

Схема присоединения оборудования приведена на рисунке 34.

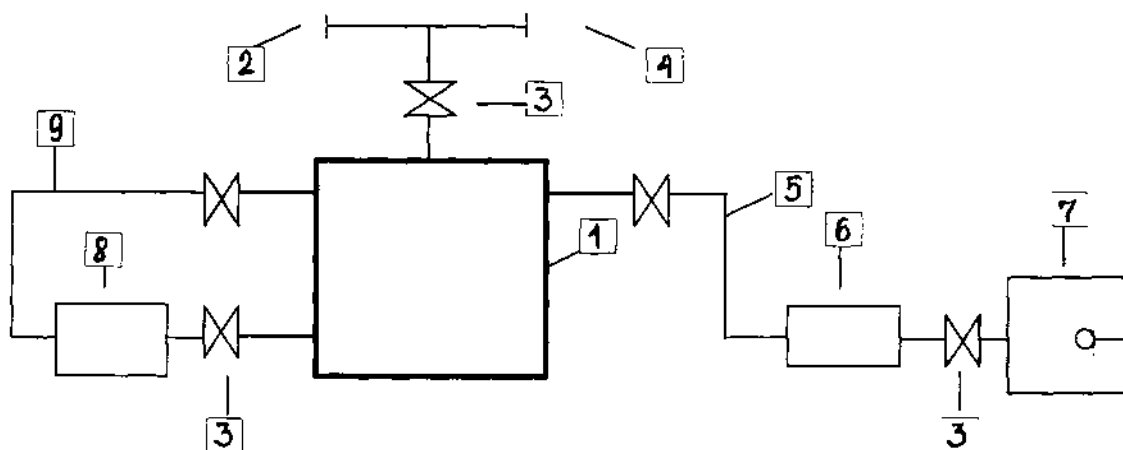


Рисунок 34 - Схема присоединения оборудования при вакуумной сушке изоляции трансформатора:

1 – трансформатор, 2 – мановакуумметр, 3 – запорная арматура, 4 – вакуумметр электронный, 5 – вакуумпровод Ду 80-110, 6 – вакуумный насос глубокого

разряжения с ловушкой вымораживания паров, 7 – вакуумный насос предварительного разряжения, 8 – маслоподогреватель, 9 – маслопровод Ду 80-110.

Перед началом работы необходимо отобрать образцы твердой изоляции из макета изоляции внутри трансформатора и расположить их под крышкой трансформатора в месте, доступном для отбора. Работы производятся на собранном и загерметизированном трансформаторе. Охладитель ловушки заполняется смесью сухого льда и ацетона. В трансформаторе создается минимально возможное давление.

В процессе обработки необходимо:

- добавлять в охладитель охлаждающую смесь, поддерживая температуру в нем не выше минус 70⁰С;
- съем конденсата и измерение воды в нем производить через 12 часов, в последующем – один раз в сутки (в одно и тоже время);
- одновременно со съемом конденсата необходимо проверять герметичность трансформатора. Снижение значений величины натекания, измеренные при съеме конденсата, говорит об эффективности процесса.

В процессе вакуумирования необходимо производить следующие измерения:

- остаточного давления трансформатора – не реже чем каждые 2 часа;
- температуру охлаждающей смеси в охладителе;
- температуру активной части по омическому сопротивлению обмотки ВН фазы В.

Обработку продолжать до момента когда:

Выделение воды в охладителе не будет превышать 0,3 литра в сутки на протяжении последних 48 часов;

Остаточное давление в баке трансформатора не будет превышать 26 Ра (0,2 мм ртст).

Рекомендуется эту работу выполнять с применением установки «Иней».

19. Испытания трансформаторов

Виды испытаний трансформаторов в эксплуатации:

- при вводе в эксплуатацию;
- при капитальном ремонте;
- при текущем ремонте;
- между ремонтами.

Испытания при вводе в эксплуатацию (в том числе после восстановительного ремонта) проводят в период монтажа и после него на месте установки.

Испытания при капитальном ремонте: при сдаче в капитальный ремонт, в процессе ремонта и после ремонта трансформатор должен подвергаться испытаниям по предварительно утвержденной программе.

Объем и периодичность испытаний и измерений при текущем ремонте и между ремонтами установлены СТП 09110.20.366-08.

Результаты испытаний сравнивают с установленными нормами, с результатами заводских измерений, с данными предыдущих измерений.

Результаты всех испытаний должны быть оформлены или занесены в журналы изоляции протоколом. В протоколе, помимо результатов испытаний и измерений, должны быть указаны методы, приборы и схемы, по которым проводят испытания, температуры обмоток, масла и т.п. Эти данные необходимы для сопоставления результатов испытаний, проведенных в разное время.

Протоколы испытаний хранят в течение всего времени эксплуатации трансформатора.

Методика испытаний должна соответствовать действующим технологическим картам.

20. Действия персонала при неисправности трансформатора

Обслуживающий персонал, обнаружив при осмотре какую-либо неисправность трансформатора (течь масла или недостаточный его уровень в расширителе, понижение уровня масла во вводе, трещина на вводе, недопустимый нагрев верхних слоев масла, нарушения работы системы охлаждения, повышенный шум, вибрация и пр.) обязан поставить в известность технического руководителя предприятия и принять все меры для устранения неисправности. Сведения о неисправности необходимо внести в соответствующие журналы.

При обнаружении неисправности в трансформаторе, устранение которых без отключения трансформатора невозможно, решение о выводе в ремонт принимается главным инженером.

В сетях 110-220 кВ при появлении неполнофазного режима питания трансформаторов, работающих с изолированной нейтралью, оперативные действия по заземлению нейтрали этих трансформаторов не допускаются.

При медленном снижении уровня масла в расширителе ниже нормальной отметки в процессе снижения нагрузки или понижения температуры окружаю-

щего воздуха необходимо принять меры к выяснению и устранению причин неисправности и долить в трансформатор масло.

Если из-за сильной течи уровень масла в трансформаторе быстро снижается, необходимо принять срочные меры по устранению течи, после чего долить масло в трансформатор до соответствующего уровня.

При снижении уровня масла (быстром или медленном) не следует переводить цепь отключения газовой защиты на сигнал.

При работе реле уровня масла на сигнал принять меры к отключению трансформатора.

После устранения неисправности и/или окончания доливки необходимо выпустить скопившийся воздух из газового реле.

При появлении сигнала о повышении температуры масла или о прекращении циркуляции масла, воды или останова вентиляторов дутья обслуживающий персонал обязан выяснить причину неисправности и принять меры по ее устранению. При длительности отключения искусственного охлаждения систем охлаждения ДЦ сверх указанной в параграфе «Эксплуатация систем охлаждения», трансформатор должен быть отключен.

При срабатывании газового реле на сигнал должен быть произведен наружный осмотр трансформатора, отобран газ из газового реле для анализа. Для обеспечения безопасности персонала при отборе газа из газового реле и выявления причины его срабатывания должны быть произведены разгрузка и отключение трансформатора. Время выполнения мероприятий по разгрузке и отключению должно быть минимальным.

По результатам анализа газа из газового реле, хроматографического анализа масла, других измерений (испытаний) необходимо установить причину срабатывания газового реле на сигнал, определить техническое состояние трансформатора и возможность его нормальной эксплуатации.

В случае автоматического отключения трансформатора действием защит от внутренних повреждений трансформатор можно включать в работу только после осмотра, испытаний, анализа газа, масла и устранения выявленных нарушений.

В случае отключения трансформатора защитами, действие которых не связано с его повреждением, он может быть включен вновь без проверок.

Если после отключения трансформатора газовой защитой проверка показала, что действие защиты вызвано внутренним повреждением, то повторное включение трансформатора не допустимо.

При обнаружении дефекта предохранительного клапана, он подлежит замене, ремонт не допустим.

21. Прогрев силовых трансформаторов при ремонте

В объем ремонта и монтажа силовых трансформаторов входят работы ревизии трансформатора, сушка и контрольная подсушка. Все перечисленные виды работ требуют прогрева изоляции трансформатора и имеют следующее назначение:

- прогрев трансформатора перед разгерметизацией для проведения работ на активной части;
- контрольный прогрев трансформатора в масле без вакуума;
- подсушка изоляции с маслом под вакуумом.

В ряде случаев нагрев требуется для повышения точности измерений характеристик изоляции. Изоляционные характеристики трансформаторов определяются в диапазоне 10-40⁰С.

Прогрев трансформаторов необходим при проведении подсушки изоляции в масле и сушки ее без масла.

В настоящее время твердую изоляцию мощных трансформаторов сушат без масла под вакуумом при помощи установки «Иней».

Методы прогрева трансформаторов.

Метод прогрева трансформатора подогретым маслом применяется при прогреве изоляции небольших трансформаторов для производства испытаний. При применении этого метода необходим хроматографический контроль растворимых в масле газов на выходе из маслоподогревателя, чтобы вовремя определить «поджог» масла из-за плохой изоляции обмотки маслоподогревателя.

Метод индукционных потерь заключается в том, что размещенная на боковой поверхности бака намагничивающая обмотка, питаемая переменным током создает магнитный поток и потери в стали бака трансформатора. Этот метод имеет ограниченное применение, так как необходимо иметь источник питания достаточной мощности и наличия материала для выполнения намагничивающей обмотки. Применение этого метода возможно только на электростан-

циях, где имеются трансформаторы собственных нужд достаточной мощности. Достоинством этого метода является возможность использования источника питания со стандартным напряжением.

Активная мощность намагничивающей обмотки при прогреве трансформатора без масла определяется по формуле:

$$P = k l h (120 - t_{\text{окр}}) \cdot 10^{-3} \text{ кВт}, \quad (15)$$

где k – коэффициент теплоотвода выбирается по таблице 16 в зависимости от условий прогрева и толщины теплоизоляции;

l – периметр бака, м;

$t_{\text{окр}}$ – температура окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$

Таблица 16 - Значения коэффициента отвода

Условия проведения прогрева	Значения k при толщине теплоизоляции, мм									
	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
В хорошо защищенном помещении	10,3	9,7	9,23	8,77	8,38	8	7,67	7,35	7,08	6,81
В плохо защищенном помещении	17,1	15,6	14,47	13,4	12,41	11,68	10,95	10,32	9,78	9,28
Вне помещения	25,5	22,3	19,9	17,9	16,3	15	13,9	12,9	12	11,3

Полная мощность прогрева

$$N = P / \cos \phi, \text{ кВА} \quad (16)$$

где $\cos \phi$ – коэффициент мощности намагничивающей обмотки, равный 0,53 (усреднены значения для всех типов намагничивающих обмоток).

Ориентировочные значения разного тока

$$I_{\phi} = N \cdot 10^3 / \sqrt{3} \cdot u, \text{ А} \quad (17)$$

где u – линейное напряжение источника.

Сечение провода намагничивающей обмотки

$$S = 1,3 I_{\phi} / j_{\text{доп}}, \text{ мм}^2 \quad (18)$$

где $j_{\text{доп}}$ – допустимая плотность тока выбирается по таблице 17.

Таблица 17 - Допустимая плотность тока.

Тип привода	Допустимая плотность тока, а/мм^2
Медный голый	6
Изолированный	3-3,5
Алюминиевый голый	5
Изолированный	2-2,5

Общее количество витков намагничивающей обмотки

$$W_{\Sigma} = 1,7AU/l, \quad (19)$$

где A – удельная длина намагничивающей обмотки в метрах на один вольт питающего напряжения выбирается по таблице 18.

Таблица 18 - Зависимость удельной длины намагничивающей обмотки A от полной мощности прогрева N .

$N, \text{кВА}$	100	200	300	400	500	600	700
$A, \text{м/В}$	1,5	1,15	0,9	0,7	0,5	0,4	0,28

Количество витков в верхней и нижней частях бака (округляется до целого)

$$W_B = W_H = W_{\Sigma} / 2,6 \quad (20)$$

Количество витков в средней части бака

$$W_C = W_{\Sigma} - 2W_B \quad (21)$$

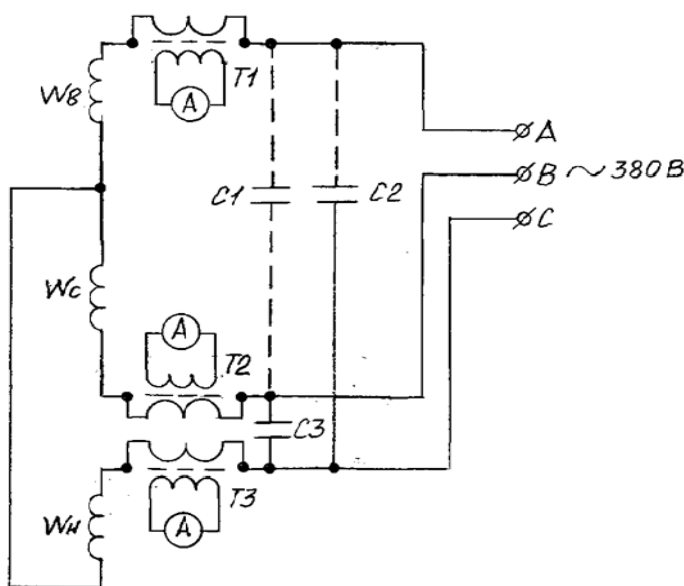


Рисунок 35 – Схема включения трехфазнойоднопараллельной намагничивающей обмотки при прогреве трансформаторов индукционным методом.

Намагничивающая обмотка наматывается равномерно. Провод во всех фазах наматывается в одном направлении. При пробном включении схемы нагрева проверяются токи в фазах обмотки. Плотность тока не должна превышать допустимую.

Сопротивление каждой обмотки, входящей в схему прогрева, взятые из технической документации, приводятся к температуре 75°C по формуле

$$R_{75} = R_X \cdot \frac{310}{235 + t_x}, \text{ Ом} \quad (22)$$

где R_X и t_x – сопротивление и температура схемы в начале прогрева.

Ток прогрева I должен быть таким, чтобы токи, протекающие по обмоткам схемы прогрева были равны или меньше номинальных фазных токов.

Следует обратить внимание на то, что обмотка СН автотрансформаторов, являющаяся общей частью автотрансформаторной обмотки может быть рассчитана на ток меньший, чем ток обмотки ВН. Поэтому необходимо определить допустимый ток в обмотке СН автотрансформатора по формуле

$$I_{\text{обмСН}} = I_{\text{СН}} - I_{\text{ВН}}, \quad (23)$$

где $I_{\text{СН}}$ – ток в линии СН;

$I_{\text{ВН}}$ – ток в линии ВН.

Для трехфазного автотрансформатора

$$I_{\text{СН}} = P_{\text{прох}} / U_{\text{СН}} \sqrt{3}, \text{ А}; \quad (24)$$

$$I_{\text{ВН}} = P_{\text{прох}} / U_{\text{ВН}} \sqrt{3}, \text{ А}, \quad (25)$$

где $P_{\text{прох}}$ – проходная мощность автотрансформатора, указанная в паспорте, кВА;

$U_{\text{СН}}$ – линейное напряжение обмотки СН, кВ;

$U_{\text{ВН}}$ – линейное напряжение обмотки ВН, кВ.

Кроме того, необходимо определить ток в обмотке СН, исходя из мощности обмотки НН.

Для трехфазного автотрансформатора

$$I_{\text{СН}} = P_{\text{НН}} / U_{\text{СН}} \sqrt{3}, \text{ А}. \quad (26)$$

Для однофазного автотрансформатора

$$I_{\text{СН}} = P_{\text{НН}} \cdot \sqrt{3} / U_{\text{СН}}, \text{ А}. \quad (27)$$

Ток прогрева в обмотке СН должен быть равен или меньше большего из значений токов, определенных по формулам (23- 27).

Мощность прогрева P , которую может обеспечить схема прогрева трансформатора, определяется по одной из формул (28, 29, 30).

Прогрев трансформатора постоянным током производится за счет тепла, выделяемого потерями в обмотках постоянного тока, равного или меньше но-

минального. Преимущество этого метода по сравнению с методом индукционных потерь:

- значительное сокращение затрат труда на монтаж и подготовку трансформатора к включению;
- сокращение затрат электроэнергии на прогрев;
- возможность постоянного контроля температуры обмотки трансформатора при прогреве.

Данный метод неприменим для прогрева трансформаторов без масла, поэтому может быть рекомендован только для контрольного прогрева с целью оценки состояния изоляции обмоток трансформатора и подсушки изоляции.

Прогрев постоянным током запрещается:

- в случае обнаружения или предположения дефектов активной части;
- до проведения опыта холостого хода (измерения активных потерь XX);
- измерения омического сопротивления обмоток постоянному току на выбранном положении регулятора напряжения;
- проверки правильности сборки переключающего устройства;
- проверки изоляции обмоток мегаомметром;
- проверки изоляции между ходами обмотки НН (если проводится ревизия трансформатора);
- измерения коэффициента трансформации на выбранном положении переключателя.

Для прогрева трансформатора постоянным током необходимо собрать схему прогрева, подключить к обмоткам трансформатора (обычно высшего или среднего напряжений) источник постоянного тока.

Для выбора схемы прогрева необходимо рассчитать параметры прогрева:

- необходимо выбрать сопротивление схемы прогрева (данные взять из паспорта трансформатора или из протокола испытаний);
- ток, напряжение, мощность и продолжительность прогрева;
- скорость нарастания температуры при прогреве

$$P = U \cdot I \cdot 10^{-3}, \text{ кВт} \quad (28)$$

$$P = I^2 \cdot R_{\Sigma 75^{\circ} \text{C}} \cdot 10^{-3}, \text{ кВт} \quad (29)$$

$$P = U^2 \cdot 10^{-3} / R_{\Sigma 75^{\circ} \text{C}}. \quad (30)$$

Скорость нарастания температуры должна соответствовать данным таблицы 19.

Таблица 19 - Зависимость скорости нарастания температуры верхних слоев масла при прогреве трансформатора от температуры верхних слоев масла.

Температура верхних слоев масла	От минусовой до +20	20-50	50-70
Скорость нарастания температуры верхних слоев °C/час не более	8-5	5-3	3-2

Обеспечение, указанной в таблице 19, скорости нарастания температуры верхних слоев масла, производится изменением напряжения питания, отключением источника питания, включением в работу охладителей. Продолжительность прогрева должна быть не менее 10 часов, считая с момента включения на постоянный нагрев.

Когда в схему прогрева входит нулевой провод, особое внимание необходимо обратить на плотность тока в нейтральном вводе, которая не должна превышать 3 А/мм².

Если потери, создаваемые в одной обмотке, недостаточны, можно включить не одну обмотку (например, обмотку ВН и СН).

При прогреве постоянным током контролируется температура верхних слоев масла и температура обмотки, обтекаемой током. Температура масла определяется по показателям термосигнализатора.

Температура обмотки t_2 определяется измерением ее омического сопротивления

$$t_2 = R_T / R_x (235 + t_x) - 235^\circ\text{C}. \quad (31)$$

Если материал обмоток алюминий, то применяется коэффициент 225 вместо 235.

При контрольном прогреве постоянным током необходимо:

- заполнить трансформатор маслом полностью;
- в процессе прогрева необходимо следить за уровнем масла в трансформаторе;
- должны быть введены в работу токовые защиты, устанавливаемые на стороне переменного тока и действующие на отключение, ток прогрева необходимо контролировать по амперметру;

- охладители должны быть отключены от трансформатора, прогрев для определения характеристик изоляции следует производить без принудительной циркуляции;

- положения переключающего устройства должно быть таким, при котором нагрев будет наиболее эффективным;

- обмотки, не участвующие в нагреве, должны быть закорочены;

- бак трансформатора должен быть заземлен.

В начале прогрева до достижения температуры верхних слоев масла 40°C прогрев разрешается производить током равным 1,2, рассчитанного тока прогрева.

В процессе прогрева необходимо следить, чтобы скорость нарастания температуры верхних слоев масла соответствовала таблице 19.

При прогреве необходимо следить за показаниями амперметра; в случае замеченных колебаний тока немедленно произвести отключение схемы и установить причину колебания.

Если причина колебаний не установлена, необходимо измерить омическое сопротивление обмоток трансформатора.

Контрольный прогрев изоляции трансформатора заканчивается, когда температура верхних слоев масла достигает величины, превышающей на 5°C температуру, до которой производится прогрев.

Если необходимая температура нагрева будет достигнута за время менее 10 часов, то следует путем уменьшения напряжения питания, выключения напряжения питания поддерживать необходимую температуру в течении 10 часов.

При прогреве необходимо вести журнал с записью контролируемых параметров.

22. Эксплуатация трансформаторов ТМГ, ТМГСУ

Трансформаторы ТМГ и ТМГСУ являются герметизированными трансформатора, корпус которых не рассчитан на атмосферное давление. Поэтому на масло, заливаемое в эти трансформаторы, не распространяются требования в части влагосодержания и газосодержания. Кроме того, для этих трансформаторов снижены испытательные напряжения в соответствии с ТКП- 09110.26.366-08.

Таблица 20 - Зависимость испытательного напряжения от класса напряжения трансформатора

Класс напряжения трансформатора, кВ	Испытательное напряжение, кВ		
	У изготовителя	При вводе в эксплуатацию	В эксплуатации
3	10	9,0	8,5
6	20	18,0	17
10	28	25,2	23,8
15	38	34,2	32,3
20	50	45,0	42,5

В соответствии с ГОСТ 1516.3 у всех трансформаторов этих марок Минского трансформаторного завода изоляция должна быть испытана повышенным напряжением в соответствии с таблицей 20, несмотря на то, что в старой документации завода-изготовителя имеется запрет на такие испытания, а в новой – вопрос испытания изоляции повышенным напряжением - умалчивается. Но в соответствии с письмом Минского электротехнического завода № 46/17 от 12.01.2012 завод разрешает производить испытание повышенным напряжением.

Для проверки уровня масла в трансформаторе необходимо убедиться, что красный сигнальный шток поплавка маслоуказателя находится в цилиндрической части прозрачного клапана, т.е. не ниже уровня А в соответствии с рисунком 36. Это является подтверждением, что уровень масла в трансформаторе находится в допустимых пределах.

Уровень масла определяется только по положению сигнального штока поплавка. Отсутствие масла в прозрачном клапане маслоуказателя не является браковочным признаком.

Температура масла в трансформаторе при транспортировке, хранении и эксплуатации как правило не соответствует температуре масла при его заливке в трансформатор, поэтому внутреннее давление в трансформаторе отличается от атмосферного. Следовательно, для сохранения надежности и долговечности трансформатора, а также безопасности его обслуживания запрещается разгерметизация трансформатора.

Отбор проб масла и испытание трансформаторного масла не производить.

Заполнение трансформатора маслом после ревизии производится в один прием. Температура заливочного масла должна быть не ниже +10°C, а температура активной части – выше температуры масла. Электрическая прочность масла должна быть не менее 30 кВ.

Оставить трансформатор для выхода из активной части остатков воздуха на срок не менее 2-х суток. После отстоя трансформатора при необходимости долить масло до полного заполнения заливочного патрубка. Закрыть патрубок крышкой, предварительно проверив целостность и состояние уплотнительной прокладки. Температура масла в трансформаторе во время закрывания патрубка должна быть в пределах $(40 \pm 20)^\circ\text{C}$.

На протяжении всего срока службы трансформатора проведения профилактических ремонтов, связанных с вскрытием трансформатора, заменой и сушкой трансформаторного масла, не требуется.

В остальном объем и периодичность испытаний трансформатора в эксплуатации должны соответствовать требованиям действующих правил технической эксплуатации трансформаторов.

Для своевременного обнаружения неисправностей трансформатор следует подвергать периодическому внешнему осмотру (без отключения трансформатора от сети). При осмотрах убедиться в отсутствии механических повреждений бака, изоляторов, течей масла, проверить состояние лакокрасочных покрытий.

При возникшей в процессе текущей эксплуатации необходимости доливки по каким-либо причинам в трансформатор масла руководствоваться следующим:

а) работы по доливке производить после выявления и устранения причин снижения уровня масла в трансформаторе;

б) доливку можно выполнять при условии, что в трансформаторах мощностью 630 кВ-А и выше уровень масла находится не ниже 200 мм, а в трансформаторах меньших мощностей не ниже 130 мм от верхней плоскости фланца заливочного патрубка.

Если уровень масла находится ниже указанных размеров, не исключено, что произошло увлажнение изоляции активной части и требуется проведение регламентных работ в условиях специализированного предприятия;

в) электрическая прочность доливаемого масла должна быть не ниже 30 кВ, температура - не ниже 10°C . Остальные технические характеристики должны соответствовать нормативным документам на трансформаторное масло. Для доливки в пределах вышеуказанных уровней допускается применение недегазированного трансформаторного масла;

г) температура трансформатора в процессе доливки должна быть не ниже 10 °С.

Последовательность выполнения операций по доливке в трансформатор масла:

- открыть крышку заливочного патрубка и произвести замер уровня масла. Выполнение последующих операций производить при выполнении условия, изложенного в п. б;

- произвести доливку масла до полного заполнения заливочного патрубка;

- закрыть заливочный патрубок;

- отвернуть на 2...3 витка сливную пробку, расположенную в нижней части бака трансформатора, и слить 11... 12 л масла у трансформаторов мощностью 1600, 2500 кВА, 7...8 л масла у трансформаторов мощностью 1000 и 1250 кВ А, 4...5 л у трансформатора мощностью 630 кВА, 2...3 л у трансформаторов мощностью 250 и 400 кВ А, 1...2 л у трансформаторов мощностью 100 и 160 кВ А для снижения давления внутри бака трансформатора во время работы;

- завернуть сливную пробку.

До включения трансформатора под напряжение измерить сопротивление его изоляции. Результаты измерений должны соответствовать требованиям документа ТКП 09110.20366-08.

В случае необходимости (при случайных механических повреждениях, неисправностях, вызванных другими причинами) произвести осмотр трансформатора с подъемом активной части. Работы должны производиться в специально оборудованном месте персоналом, имеющим соответствующую квалификацию. Температура активной части при этом должна превышать температуру точки росы окружающего воздуха не менее, чем на 5 °С и во всех случаях должна быть не ниже 10 °С.

Помещение, где производится вскрытие трансформатора, должно быть сухим и чистым, защищенным от попадания атмосферных осадков и пыли.

Последовательность разборки трансформатора.

Слить масло в чистый резервуар через штуцер внизу бака трансформатора, открыв сначала пробку этого штуцера, а затем, когда струя масла уменьшится, патрубок на крышке трансформатора. Штуцер внизу бака откры-

вать осторожно, помня, что масло в трансформаторе, как правило, находится при некотором давлении или разрежении.

В трансформаторах мощностью 100-630 кВА выполнить следующие операции:

- отвернуть болты, крепящие крышку к баку;
- поднять активную часть с крышкой за серьги, расположенные на крышке трансформатора.

В трансформаторах мощностью 1000, 1250, 1600, 2500 кВ А выполнить следующие операции:

- отвернуть гайки со шпилек вводов НН, ВН и снять изоляторы НН;
- снять рукоятку переключателя и указатель положений;
- отвернуть болты, крепящие крышку к баку, и снять крышку трансформатора;
- отвернуть гайки и вывести из зацепления скобы, крепящие активную
- часть в баке;
- поднять активную часть за серьги, расположенные на ярмовых балках.

Сборку трансформатора производить в обратном порядке.

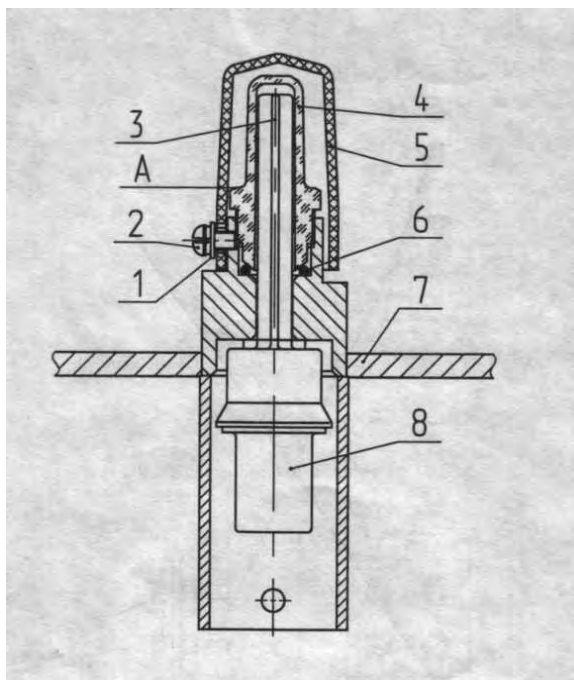


Рисунок 36 - Маслоуказатель

1 - шайба; 2 - винт; 3 - красный сигнальный шток; 4 - прозрачный колпак; 5 - прозрачный защитный колпак; 6 - кольцо уплотнительное; 7 - крышка трансформатора; 8 – поплавок.

23. Ремонт трансформаторов и приемка их после ремонта и монтажа

1. Капитальные ремонты трансформаторов и реакторов с осмотром активной части проводят в следующие сроки:

а) главных трансформаторов электростанций и подстанций в основных трансформаторов собственных нужд электростанций по результатам испытаний.

Текущие ремонты трансформаторов (без РПН) и реакторов с выводом их из работы проводят:

а) главных трансформаторов электростанций и подстанций, основных и резервных трансформаторов собственных нужд, а также трансформаторов связи электростанций и реакторов - не реже 1 раза в год;

б) установленных в местах усиленного загрязнения - по местным инструкциям;

Текущие ремонты трансформаторов и автотрансформаторов с РПН проводят ежегодно.

Внеочередной текущий ремонт переключающего устройства проводят у трансформаторов с устройствами РПН после определенного количества операций по переключению в соответствии с указаниями заводских инструкций или по результатам испытаний (состояние масла в контакторе и т.д.).

3. Капитальный ремонт осуществляют в следующем объеме:

а) вскрытие трансформатора и реактора, подъем активной части (или съемной части бака) и осмотр ее;

б) ремонт магнитопровода, обмоток (подпрессовка расчетными усилиями), переключателей ПБВ, устройств РПН и отводов;

в) ремонт крышки (или «колокола»), расширителя, выхлопной трубы (проверка целостности и уплотнения мембраны), радиаторов, термосифонных и адсорбционных фильтров (смена сорбента), воздухоосушителя, кранов, задвижек;

г) ремонт вводов,

д) ремонт системы охлаждения Д и ДЦ;

е) чистка и окраска бака;

ж) очистка или замена масла; пленочной защиты (при наличии);

з) сушка изоляции (при необходимости);

и) сборка трансформатора с заменой уплотнений;

к) проверка газового реле и реле уровня масла;

л) проведение установленных измерений и испытаний и пробное включение трансформатора на холостой ход.

При необходимости в объем ремонта включают реконструктивные или противоаварийные работы.

До вывода трансформатора и реактора в капитальный ремонт необходимо:

а) выяснить по эксплуатационным записям, какие дефекты и неисправности наблюдаются в их работе, проверить в работе состояние уплотнений, вентилях, вентиляторов дутья, двигателей насосов и вентиляторов системы охлаждения, устройств переключения ответвлений обмоток под нагрузкой и прочих устройств и составить перечень дефектов, подлежащих устранению; просмотреть техническую ведомость предыдущего ремонта;

б) составить список специальных работ по реконструкции, устранению выявленных в эксплуатации дефектов и модернизаций, которые должны быть выполнены при ремонте трансформатора и реактора, и внести соответствующие дополнения в техническую ведомость на их ремонт;

в) составить список эскизов и чертежей отдельных их деталей, которые необходимы;

г) подготовить изоляционные и крепежные материалы, приспособления и инструменты, в том числе грузоподъемные в тяговые тросы, траверсы, которые должны быть заблаговременно испытаны и иметь соответствующую маркировку;

д) подготовить площадку для складирования отдельных частей разбираемых трансформатора и реактора, установки вводов, если их ремонтируют не в специальной ремонтной башне или мастерской;

е) проверить и привести в порядок пути для перекачки трансформатора и реактора в машинный зал электростанции, под ремонтный портал или в мастерскую.

После вывода трансформатора и реактора в капитальный ремонт необходимо:

а) измерить изоляционные характеристики $R_{60}/R_{15}/\text{tg}\delta$, потери и ток ХХ. а также провести испытания (сокращенный анализ и измерение $\text{tg}\delta$) масла из бака;

б) провести тщательный внешний осмотр, составить опись внешних дефектов, подлежащих устранению при ремонте (течи арматуры, неплотности фланцев, течи в сварных швах, нарушение армировки изоляторов);

в) перекачать трансформатор и реактор на ремонтную площадку;

г) слить масло из бака, проверив при этом правильность показаний маслоуказателя, демонтировать вводы, выхлопную трубу, радиаторы, расширитель и др.;

д) разболтить и снять крышку или верхнюю часть бака.

После вскрытия трансформатора и реактора должны быть проведены работы по проверке состояния и ремонту следующих узлов активной части:

а) витковой, секционной, ярмовой изоляции обмоток;

б) прессующих деталей обмоток;

в) обмоток, отводов и болтовых соединений;

г) переключателя ответвлений обмоток (ПБВ);

д) избирателя ответвлений (РПН);

е) изоляции стяжных шпилек, прессующих колец, ярмовых балок и стяжных бандажей;

ж) магнитопровода и его заземлений;

з) бака.

После разборки трансформатора и реактора должны быть также осмотрены, проверены и отремонтированы:

а) вводы;

б) привод, механизм и контакторы устройства РПН;

в) расширитель, выхлопная труба;

г) система охлаждения (радиаторы или маслоохладители, насосы, вентиляторы и их электродвигатели, маслопроводы, арматура);

д) газовые реле, газоотводные трубы, реле уровня масла, термосигнализаторы, дистанционные термометры сопротивления и их цепи сигнализации и защиты;

е) термосифонные или адсорбционные фильтры и воздухоосушители;

ж) цепи управления, автоматики и сигнализации системы охлаждения, устройства РПН;

з) силовые кабели и концевые муфты, токопроводы, заземления;

и) устройства пожаротушения.

При проверке состояния витковой и секционной изоляции обмоток следует проверить отсутствие повреждений изоляции и определить ее механическую прочность по условной балльной классификации, установленной практикой эксплуатации:

1-й класс - изоляция эластичная; при полном сгибе вдвое изоляция не ломается;

2-й класс - изоляция твердая; при полном сгибе вдвое образуются трещины;

3-й класс - изоляция хрупкая; при полном сгибе изоляция ломается;

4-й класс - изоляция ветхая, при сгибе до прямого угла изоляция ломается.

Необходимо обратить особое внимание на состояние дополнительной изоляции на секциях обмоток ВН трансформаторов напряжением 220 кВ и выше, у которых отмечались случаи разбухания дополнительной изоляции, уменьшение каналов между секций изначительное повышение нагрева секций, особенно средних витков в верхней и средней частях обмотки.

При обнаружении преждевременного старения изоляции необходимо выяснить причины этого явления (работа с повышенной температурой масла, повышенная температура охлаждающего воздуха и воды, разбухание дополнительной изоляции и отсутствие необходимых горизонтальных каналов в обмотке ВН и пр.) и принять необходимые меры. В случае ускоренного старения вследствие разбухания дополнительной изоляции необходимо принять меры по улучшению охлаждения трансформатора и реактора (установка профилированных крыльчаток на вентиляторах при охлаждении типа Д, очистка охладителей при системе охлаждения ДЦ).

Следует проверить состояние прокладок между секциями обмоток, ярмовую изоляцию, прессующие брусья, шайбы и кольца, состояние междуфазовой перегородки и отсутствие касания между ней и дистанционными прокладками в средней части обмотки, состояние перемычки (расположенной внизу обмотки) между концентрирами обмоток ВН и СН или СН и VN_1 и VN_2 и отсутствие касания между ней и ярмовой уравнивающей изоляцией, а также достаточность прессовки обмоток и подпрессовать обмотки (прессующие усилия должны быть доведены до расчетного давления 3-4 МПа (30-40 кгс/см²) на поверхности изоляции столбов дистанционных прокладок.

При совместном выполнении прессовки обмоток необходимо обращать особое внимание на равномерность прессовки внутренней и наружной обмоток; при выполнении прессовки с помощью изоляционных брусьев и клиньев проверять достаточность площади прессовки внутренней обмотки и при необходимости ставить дополнительные брусья или изготавливать новые.

При выполнении прессовки обмоток с помощью прессующих винтов следует руководствоваться следующими значениями необходимых усилий запрессовки на один винт (ОСТ «Трансформаторы силовые. Сборочные единицы прессовки обмоток. Конструкции и размеры»).

Таблица 21 -Значения необходимых усилий запрессовки на один винт.

Диаметр резьбы винтов, мм	М-12	М-16	М-20	М-24	М-30	М-36	М-42	М-48	М-56
Нагрузка на винт при его затяжке, кгс	720	1350	2100	3050	4650	7100	9750	12800	17700

Необходимое условие запрессовки для обмоток создается доведением до расчетных значений усилия запрессовки на прессующие винты с помощью тарированных ключей или гидродомкратов.

У трансформаторов 1 и 2 габарита следует также проверять состояние уравнильных колец на обмотках НН и заменять расслоенные; при выполненной заводом прессовке обмоток с помощью косынок и изоляционных шайб рекомендуется реконструировать крепление, устанавливая прессующую балку полкой книзу; при неравномерной прессовке слоевой обмотке ВН вследствие неодинаковой высоты слоев следует ставить под брусья выравнивающую дополнительную изоляцию.

Необходимо проверить отсутствие деформации и смещения обмоток, а также состояние всех доступных паяк на обмотках; смещение обмоток является признаком динамической неустойчивости обмоток или слабой их запрессовки (недостаточной динамической устойчивостью отличаются трансформаторы мощностью 1800-5600 кВА, у которых прессовка обмоток выполнена с помощью брусьев).

Должно быть проверено состояние отводов (в том числе к избирателю устройства РПН) и их креплений (состояние изоляции, затяжка болтов, наличие контргаяк, отсутствие повреждений крепящих изоляционных деталей и пр.). Следует обратить внимание на механическую надежность (стойкость при КЗ) крепления отводов НН в мощных трансформаторах, изготовленных ЗТЗ (отво-

ды разных фаз в указанных трансформаторах расположены на незначительном расстоянии один от другого и при сквозных КЗ между ними возникают значительные усилия). В местах нарушения изоляции отводов подизолировать их, обеспечив длину конуса среза (или перекрытия) изоляции с обеих сторон от места повреждения не менее 10-кратной толщины изоляции отвода на сторону. В трансформаторах с охлаждением ДЦ отводы НН должны быть изолированы по всей длине. Разъемные контакты отводов осмотреть и подчистить.

Следует измерить изоляционные расстояния между токоведущими частями разных фаз, между токоведущими и заземленными частями, сравнить с размерами, приведенными на чертежах, и при необходимости довести до требуемых значений.

Необходимо осмотреть в доступных местах магнитопровод, проверить плотность сборки пакетов стали, отсутствие следов нагрева, целостность заземления и наличия соединения с магнитопроводом прессующих колец и ярмовых балок, проверить надежность стопорения болтов ярмовых брусьев, а также правильность установки заземлений. Осмотреть состояние стыков у стыковых магнитопроводов, измерить сопротивление постоянному току лаковой пленки пакетов и всего магнитопровода для определения состояния изоляции листов стали (не допуская ток более 2,5 А); у трансформаторов и реакторов со съемной верхней частью бака и с распорами внутри бака (для фиксации активной части в баке и для увеличения жесткости бака) после установки съемной части проверить наличие зазоров между баком и консолями верхнего ярма и наличие изоляционных прокладок на распорах.

В трансформаторах и реакторах с охлаждением ДЦ и Ц проверить наличие достаточной жесткости заземляющих шин на частях магнитопровода, усилить их (при необходимости) и изолировать лакотканью для предотвращения обрывов при вибрации в потоке масла и замыкания на соседние детали магнитопровода.

Проверить и осмотреть охлаждающие каналы в обмотках и магнитопроводе (достаточность их величины, чистоту, отсутствие посторонних предметов и пр.). Минимальная допустимая величина масляного канала в обмотках с дополнительной изоляцией на секциях в свету не должна быть менее 4 мм. В отдельных местах допускается уменьшение ширины канала до 3 мм.

Следует проверить состояние изоляции стяжных шпилек, прессующих колец, болтов и ярмовых балок. Измерить и при необходимости восстановить сопротивление изоляции.

У трансформаторов, имеющих переключатель ответвлений ПБВ, проверить состояние изоляционных наружных цилиндров, исправность контактов и достаточность их нажатия: особое внимание обратить на переключатели Пб с контактными роликами, которые могут иметь недостаточную электродинамическую устойчивость вследствие малой площади контакта, возможного перекоса неподвижного контакта при изготовлении и недостаточного нажатия пружин.

Следует также проверить валы, детали крепления, легкость прохождения всех положений.

У трансформаторов, снабженных устройством РПН, осмотреть и проверить после перевода во все положения исправность всех механизмов переключателя, шестерен, кулачков сцепления, промежуточных валов, шпилек, креплений, наличие люфтов в кинематической схеме привода. Следует иметь в виду, что отказ в работе привода может быть вызван попаданием в него влаги или снега из-за плохой герметичности дверцы шкафа, а также из-за значительных люфтов соединительных валов.

Выявленные люфты в звеньях кинематической схемы привода переключающего устройства следует устранить. Необходимо проверить надежность контактов и паек, отсутствие нагара на главных контактах контактора и избирателя, целостность перемычек между контактами и контактную доску. Проверить состояние реакторов или активных сопротивлений, слить масло и промыть бак контактора. У автотрансформаторов с переключающими устройствами ЗРНОА = 110/1000, РНОА = 35/630, РНТА = 35/1000, имеющих маслосливной кран в баке контактора с приподнятой стороны трансформатора и ребра жесткости на дне бака контактора, необходимо тщательно удалить со дна бака контактора осадки, которые остаются после слива масла через маслосливной кран.

Определить наличие и характер осадков на обмотках, отводах, изоляции (силикагель, продукты окисления масла, посторонние частицы).

Промыть активную часть струей сухого горячего (60°C) трансформаторного масла той же марки, что и масло, которым был заполнен трансформатор, или соответствующей залитому маслу. Пробивное напряжение и другие показате-

тели масла, используемого для промывки, должны быть не ниже норм на свежее масло для данного класса напряжения.

Следует промыть все узлы активной части и все вертикальные каналы, начиная от ближайшего к стержню, а также горизонтальные каналы крайней обмотки ВН и концевой изоляции, начиная с верхней части обмотки.

Если активная часть при ремонте остается в нижней части бака, последнюю следует также тщательно промыть маслом, при возможности и под магнитопроводом при открытой донной пробке и наклоне трансформатора в ее сторону.

Сухие трансформаторы следует тщательно продуть чистым воздухом и затем протереть изоляторы.

После выемки из бака активной части или снятия верхней части бака необходимо осмотреть бак, устранить деформации бака, если они имеются, осмотреть тщательно сварные швы, устранить выявленные неплотности, заменить или восстановить уплотнения, через которые обнаружены течи масла, восстановить поврежденную окраску внутренней и наружной поверхностей бака.

После ремонта промыть бак маслом.

Арматура бака (вентили, краны, задвижки, расширитель и газосборные трубы) должна быть осмотрена, неисправности устранены. Внутреннюю поверхность расширителя, его грязевик и маслоуказатель следует очистить, проверить, заменить дефектные уплотнения и промыть горячим маслом.

Катки и каретки бака должны быть проверены, смазаны и при необходимости отремонтированы.

Следует проверить целостность мембраны выхлопной трубы, качество уплотнения, наличие соединения воздушной полости трубы с баком расширителя.

Термосифонные и адсорбционные фильтры должны быть проверены на отсутствие течей, при необходимости отремонтированы, очищены и засыпаны свежим, высушенным и отсортированным (без примеси пыли) сорбентом. Воздухоосушители также следует очистить, проверить исправность масляного затвора, уплотнений и заменить сорбент (основной и индикаторный).

У трансформаторов и реакторов с охлаждением Д радиаторы должны быть (при наличии течей) отремонтированы, тщательно очищены и промыты маслом.

У трансформаторов и реакторов с охлаждением ДЦ следует разобрать маслопроводы, очистить внутреннюю поверхность труб от ржавчины и окалин с помощью пескоструйного аппарата (или другим способом) и затем очистить мягкими концами из чистой ткани и промыть маслом.

Необходимо осмотреть, разобрать, отремонтировать и очистить (с помощью «ершей» и других приспособлений) с последующей промывкой маслом маслоохладителя, обращая внимание на тщательное удаление отслаивающихся частиц цинка внутри стальных оцинкованных трубок охладителей.

Должна быть проведена ревизия циркуляционных маслонасосов, вентиляторов и их электродвигателей с полной разборкой, заменой изношенных частей (подшипников, рабочих колес), очисткой и смазкой. У насосов ЭЦТ, имеющих пластмассовые кольца на рабочем колесе, необходимо проверить целостность колец и при необходимости их заменить.

Вентиляторы дутья должны быть тщательно отбалансированы вместе с электродвигателем, чтобы вибрация электродвигателя при работе не превышала 0,06 мм.

У электродвигателей необходимо проверить сопротивление изоляции и состояние обмоток, паяк, креплений, очистить обмотки.

Вводы трансформатора и реактора маслonaполненные и фарфоровые должны быть тщательно осмотрены для выявления трещин в фарфоре, проверки надежности уплотнений и давления в герметичных вводах, креплений и контактов; следует также заменить масло в масляных затворах и сорбент в воздухоосушительных фильтрах и провести необходимые испытания вводов, установить воздухоосушители на негерметичных вводах.

Необходимо проверить состояние бакелитовых цилиндров, экранов, надежность их крепления, работу масляного затвора, маслоуказателя. Отобрать пробу, провести анализ масла и его доливку.

В герметичных вводах при необходимости должны доливать дегазированное масло с принятием мер, предотвращающих попадание воздуха во ввод.

Трансформаторы тока вводов должны быть осмотрены, подтянуты их контакты, проверены уплотнения.

При очистке трансформаторов следует также очистить фарфоровые крышки устройств РПН. фарфоровые крышки под разрядники и разрядники.

Цепи управления, автоматики и сигнализации систем охлаждения Д, ДЦ и Ц должны быть проверены и при необходимости отремонтированы. В шкафах управления электродвигателями системы охлаждения проверить отсутствие коррозии на контактах, устранить неисправности, выявленные в эксплуатации.

Следует проверить цепи и контакты сигнализации дистанционных термометров и указателей уровня масла, а также правильность показаний дистанционных и местных температурных датчиков.

Необходимо проверять исправность газовых реле и проводки от них (исправность поплавков - чашек, ртутных контактов, правильность разделки контрольного кабеля и защиты от попадания влаги и масла), испытать цепь защиты и газовое реле (на установке для испытаний газовых реле).

Должны быть проверены целостность и исправность заземлений бака трансформатора и реактора и заземляющей проводки, состояние кабельных муфт, подсоединенных к трансформатору силовых кабелей, целостность их изоляторов, наличие заземления оболочки кабелей. Следует также проверять исправность и надежность крепления кабелей вторичных цепей и силовых, подсоединенных к шкафам управления системы охлаждения и устройства РПН. к электродвигателям насосов и вентиляторов.

После сборки трансформатора и реактора необходимо залить их подготовленным сухим трансформаторным маслом. Масло должно иметь показатели не ниже установленных нормами для данного класса напряжения.

Периодический текущий ремонт должны проводить в следующем объеме:

а) наружный осмотр и устранение обнаруженных дефектов, поддающихся устранению на месте;

б) чистка изоляторов и бака; для сухих трансформаторов - продувка сухим воздухом и протирка изоляторов;

в) спуск грязи из расширителя, доливка масла в случае необходимости, проверка маслоуказателя; проверка соответствия уровня масла в расширителе отметке на маслоуказателе;

г) проверка и смена сорбента в термосифонном и адсорбционных фильтрах и воздухоосушителях.

При работах по смене сорбента в фильтрах трансформаторов и реакторов с охлаждением ДЦ и Ц. проводимых без их отключения, следует принять меры,

обеспечивающие удаление воздуха из системы охлаждения и адсорбционных фильтров после проведения этих работ:

- д) проверка спускного крана и уплотнений;
- е) осмотр и чистка охлаждающих устройств; проверка подшипников вентиляторов и маслососов, смена смазки подшипников двигателей; проверка герметичности масляноводяных охладителей избыточным давлением;
- ж) проверка маслонаполненных вводов, отбор пробы масла из негерметичных вводов, доливка масла, смена масла в масляном затворе, замена сорбента в воздухоосушителе;
- з) проверка газовой защиты, приборов для измерения температуры масла и вторичных цепей;
- и) проверка целостности мембраны выхлопной трубы;
- к) проверка и ремонт устройства регулирования напряжения под нагрузкой и прокрутка переключателей ПБВ типа П6 на трансформаторах мощностью более 6300 кВ А на напряжение 110-220 кВ не менее 10 раз из одного крайнего положения в другое;
- л) проверка и испытание системы автоматики и сигнализации системы охлаждения (у трансформаторов с системой охлаждения Д, ДЦ) и стационарной системы пожаротушения(при ее наличии);
- м) проведение установленных измерений и испытаний.

Из капитального ремонта главные трансформаторы электростанций, а также основные трансформаторы собственных нужд, трансформаторы связи электростанций и реакторы принимает комиссия под руководством главного инженера станции.

В электросетях трансформаторы и реакторы из капитального ремонта принимает инженер службы подстанций или участка сети или начальник подстанции.

Ремонт и приемка трансформатора и реактора из капитального ремонта должны быть оформлены актом установленной формы с приложением к нему ведомости показателей технического состояния с указанием выполненного объема работ и результатов проведенных испытаний.

Принимает трансформаторы и реакторы из текущего ремонта на электростанциях начальник электроцеха, в электросетях - начальник или мастер подстанции или участка сети. В паспорте трансформатора и реактора делают за-

пись о выполненных работах и обнаруженных дефектах и прикладывают данные выполненных измерений и испытаний.

После окончания монтажа трансформатор и реактор должны быть приняты по акту от организации, проводящей монтаж, комиссией, назначенной энергетическим управлением или главным инженером предприятия электросетей. Приемку проводят частично по ходу монтажа и в целом после его окончания.

При приемке трансформатора и реактора из монтажа сдающей организацией должны быть предъявлены следующие материалы:

- а) копия протокола заводского испытания;
- б) копия заводского щитка;
- в) протоколы проверки герметичности собранного бака и испытания маслоохладителей;
- г) протоколы испытаний и измерений в соответствии с «Нормами и объемами испытания электрооборудования»;
- д) формуляр с занесенными данными по монтажу;
- е) акт внутреннего осмотра с выемкой активной части из бака, снятием съемной части бака или с осмотром в баке, если по действующему положению была необходима ревизия или осмотр активной части; данные по заливке маслом под вакуумом (глубина вакуума, время заливки и т.д.);
- ж) протокол сушки с приложением всех данных по температуре, вакууму, сопротивлению изоляции и пр.;
- з) схемы присоединения системы охлаждения со схемами управления, автоматики и сигнализации;
- и) схемы присоединения, дистанционного измерения и сигнализации температуры масла, а также защиты и конструктивные чертежи;
- к) заводские инструкции и вся эксплуатационная сопроводительная документация, входящая в комплект поставки.

Приемку трансформатора и реактора оформляют актом после проверки работы их под рабочим напряжением.

Перед приемкой на основании осмотра трансформатора и реактора и их вспомогательного оборудования следует установить соответствие их техническим условиям поставки и основным эксплуатационным требованиям к установке. При наличии дефектов их необходимо устранить.

Возможность введения новых трансформаторов и реакторов без сушки оценивают по комплексному рассмотрению всех результатов испытаний и данных перевозки, хранения и монтажа в соответствии с «Инструкцией по транспортировке, выгрузке, хранению, монтажу и введению в эксплуатацию силовых трансформаторов общего назначения на напряжение 110кВ» (РТМ 16.687.000-73), Инструкцией ОАХ 458003-70 «Транспортирование, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию силовых трансформаторов на напряжение до 35кВ включительно без ревизии их активной части» (СЦНТИ ОРГРЭС, 1974), «Инструкцией по монтажу и введению в эксплуатацию реакторов типа РОДЦ - 110000/750» (ОБТ. 140.129) и настоящей Инструкцией.

Возможность введения в эксплуатацию трансформаторов и реакторов без сушки после капитального ремонта оценивают по комплексному рассмотрению результатов измерений и испытаний до и после ремонта и условий ремонта.

Сушку трансформатора и реактора должны проводить в собственном баке или специальной камере в соответствии с «Инструкцией по сушке силовых трансформаторов» (Госэнергоиздат, 1961) и РТМ 16.687.000-73.

Разрешается осуществлять подсушку трансформатора и реактора в масле в собственном баке под вакуумом; прогревать их, залитые маслом, рекомендуется постоянным током от двигателей-генераторных или выпрямительных установок.

Рекомендуется для подсушки и сушки трансформаторов и реакторов применять установки «Суховей» и «Иней» (инструкции ПО «Запорожтрансформатор» ОББ.415.003 и ОББ.415.004).

Сушку контролируют по сопротивлению изоляции, значению $\tan \delta$ и выделяющемуся конденсату. Измерение $\tan \delta$ проводить на напряжении 220 В.

24. Проведение испытаний трансформаторного оборудования со сверхнормативным сроком службы свыше 30 лет для определения возможностей к дальнейшей эксплуатации

Предварительные организационные и технические мероприятия.

Провести внеочередной инструктаж персоналу, задействованному в испытаниях.

На основании оценки технического состояния конкретного трансформаторного оборудования со сверхнормативным сроком службы свыше 30 лет тех-

ническим руководителем принимается решение о проведении испытаний по настоящей Методике с предварительной установкой и подключением датчиков.

Проведение испытаний, измерений под напряжением.

Проверка средств защиты трансформаторного масла от воздействия окружающего воздуха (проверка воздухоосушителя, установок пленочной защиты масла, термосифонных и адсорбционных фильтров).

Проводится анализ технических данных по параметрам:

- история трансформатора (технические отчеты о выполненных комплексных обследованиях, ремонтах, замене, модернизации, крупных доливках масла > 1 %, дегазации);
- конструктивные особенности;
- тип, класс изоляции (в том числе по зонам);
- физико-химический анализ, хроматографический анализ газов трансформаторного масла в баке трансформатора и во вводах, по узлам РПН (избиратель, контактор).

Технические данные рассматриваются за период не менее 5 лет.

Формируется предварительное заключение о техническом состоянии трансформатора по результатам анализа информации.

Проводятся предварительные испытания и измерения (до отключения трансформатора).

Тепловизионный контроль (ТВК): бак, вспомогательные узлы (в зависимости от конструктивного исполнения), ввода, расширитель, охладители, маслонасосы, электродвигатели, фильтры, отдельно - защитные аппараты.

Отбор масла из бака (РПН) трансформатора на физико-химический анализ, хроматографический анализ газов, оценка по степени полимеризации, определение поверхностного напряжения трансформаторного масла (метод «Кольца»).

Отбирается масло на физико-химический анализ, хроматографический анализ газов из вводов ВН и СН (при наличии технологической возможности).

Определяется состояние прессовки магнитопровода и обмоток трансформатора (виброконтроль) на «холостом ходу» и при максимально нагруженном трансформаторе.

Оценивается состояние маслонасосов (в том числе, виброконтроль, фазные токи электродвигателей).

Проводятся измерения ЧР акустическим методом (6 точек напротив экранов вводов + сетка 40 см х 40 см) на «холостом ходу» и при максимально нагруженном трансформаторе.

Уточнение предварительного заключения о техническом состоянии трансформатора и возможности перехода к действиям по тепловым «перегрузкам».

Проведение испытаний, измерений на отключенном оборудовании.

Проведение испытаний и измерений:

- изоляционных характеристик трансформатора и вводов ($R_{из}$ по стандартным схемам и по зонам) с приведением к температуре заводских испытаний;

- определение температуры изоляции трансформатора (по омическому сопротивлению постоянному току фазы «В» обмотки ВН);

- измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток ($\tan \delta$ по стандартным схемам и по зонам);

- оценка влажности твердой (целлюлозной) изоляции;

- масла из вводов ВН и СН (если не выполнено ранее);

- проверка коэффициента трансформации;

- измерение потерь холостого хода (P_{xx}) на пониженном напряжении при $U = U_{зависп}$;

- измерение сопротивления короткого замыкания ($Z_{кз}$) трансформатора;

- измерение сопротивления обмоток постоянному току с приведением к температуре заводских испытаний;

- оценка состояния переключающих устройств, снятие круговой диаграммы переключающих устройств;

- снятие характеристик обмоток при подаче низковольтного прямоугольного импульса.

Проверка эксплуатационных характеристик устройства контроля изоляции вводов.

Проверка уставок устройств охлаждения в шкафах ШАОТ.

Проверка предохранительных устройств.

Проверка и испытание газового реле, реле давления и струйного реле.

Подключение датчиков акустического и электрического измерения ЧР (вводы, на бак трансформатора).

Подключение датчиков, в том числе, контроля температуры обмоток, контроля токов утечки по изоляции.

Измерения после включения трансформатора под нагрузку.

Трансформатор включается под нагрузку в соответствии с утвержденной программой проведения испытаний.

Подготовка трансформаторного оборудования для испытаний должна выполняться по истечении 24 часов работы под максимально возможной нагрузкой (в зависимости от технического состояния и предыдущей типичной загрузки, при этом изменение $t_{уст}$ не менее 1 °С за 30 мин.) до достижения максимально допустимой температуры в соответствии утвержденной программой проведения испытаний на перегрузочную способность, но не более температуры установленной ГОСТ 14209, и заводским руководством по эксплуатации.

При недостижении необходимых условий проводится повторный цикл работы трансформатора в течение 24 часов. Количество таких циклов испытаний трансформатора на перегрузочную способность определяется исходя из технического состояния и предыдущих условий эксплуатации, результатов испытаний, утверждается главным инженером филиала.

Зафиксировать показания всех стационарно включенных приборов ($t_{возд}$, $t_{всм}$, Р давление во вводах и т.д., количество работающих вентиляторов, ток небаланса).

Произвести повторные измерения:

- ЧР акустическим и электрическим методами измерения (в заранее выбранных точках;
- тепловизионный контроль (ТВК): трансформатор, охлаждающие устройства, вводы, расширитель;
- трансформаторного масла из бака (РПН) трансформатора на физико-химический анализ, хроматографический анализ газов;
- сравнить показания измерений с полученными на предварительном этапе.

Оборудование и приборы, необходимые для измерений, испытаний.

- тепловизоры и пирометры с чувствительностью 0,1 °С;
- измерители ЧР и измерители токов вводов электрическим методом с датчиками для подключения к вводам. Цифровые осциллографы 2-канальные с

полосой пропускания 30-200 МГц. Измерители ЧР должны обеспечивать чувствительность не хуже 500 пК;

- измерители вибраций с программным обеспечением для определения состояния узлов прессовки;
- хроматографы газовые, пробоотборники с трехходовыми кранами;
- измерители влагосодержания трансформаторного масла - приборы, работающие по методу К-Ф, и хроматографы газовые;
- анализаторы жидкостные типа АЗЖ;
- измерители пробивного напряжения ($U_{пр.}$ не ниже 90 кВ);
- измерители тангенса диэлектрических потерь масла и изоляции;
- мегаомметры электронные с пределами измерений до 50000 МОм и погрешностью не более $\pm 20\%$;
- измерители для контроля механического состояния обмоток трансформаторов методом низковольтных импульсов;
- измерители температуры с диапазоном 20-100 град, с погрешностью $\pm 1^\circ\text{C}$;
- лаборатория контроля энергетических масел.

25. Требования к ведению технической документации трансформаторов

На каждый трансформатор необходимо иметь документацию завода-изготовителя, монтажную и эксплуатационную документацию.

При поставке трансформатора должна прилагаться следующая документация:

- паспорт трансформатора;
- паспорта комплектующих изделий;
- руководство по эксплуатации трансформатора;
- руководство по транспортированию, разгрузке, хранению, монтажу и вводу в эксплуатацию трансформатора;
- технические описания и руководства по эксплуатации и ремонту важнейших составных частей в соответствии с нормативной документацией на трансформаторы конкретных видов;
- протоколы заводских испытаний.

Основные технические данные и характеристики, которые должен содержать паспорт трансформатора, приведены ГОСТ Р 52719.

Монтажная документация:

- протоколы монтажных испытаний;
- акты приемки после монтажа.

Эксплуатационная документация:

- протоколы текущих испытаний трансформатора, вводов, устройств РПН;
- протоколы до- и послеремонтных испытаний;
- протоколы осмотра активной части и другая ремонтная документация;
- протоколы (отчеты), при их наличии, по комплексным диагностическим обследованиям технического состояния трансформатора;
- акты ремонта;
- акты расследования нарушений в работе энергообъекта, связанных с данным трансформатором;
- эксплуатационный лист (заносятся данные по режимам и условиям эксплуатации трансформатора);
- протоколы-заключения технического освидетельствования трансформатора.
- в техническую документацию заносятся данные о замене абсорбентов, замене подшипников циркуляционных насосов, заливке масла, замене составных частей трансформатора, промывке охладителей, замене двигателей обдува.

26. Методика проведения тепловизионного обследования силовых трансформаторов

Цель проведения тепловизионного обследования.

Целью проведения тепловизионного обследования является определение теплового состояния трансформатора и его узлов. Для оценки состояния системы охлаждения и регенерации масла тепловизионное обследование оказывается одним из наиболее информативных методов, позволяющим по распределению температуры оценить эффективность теплоотдачи, наличие или отсутствие протока масла через элементы системы. При оценке состояния активной части трансформатора и высоковольтных вводов трансформатора тепловизионный контроль позволяет установить наличие очага тепловыделения, и лишь в ряде случаев определить место его расположения, предположить причину его возникновения. Тем не менее, в объеме комплексного диагностического обследования тепловизионный контроль в ряде случаев позволяет идентифицировать

дефект с учетом результатов других видов измерений и анализов (например, измерений потерь холостого хода, сопротивлений обмоток постоянному току, характеристик частичных разрядов, акустического обследования, хроматографического анализа растворенных в масле газов и др.).

Физическое содержание метода.

При изготовлении трансформатора применяются проводниковые, диэлектрические и магнитные материалы. В рабочем режиме часть электрической энергии, преобразуемой трансформатором, переходит в тепловую. Выделение тепла в токоведущих частях трансформатора происходит за счет омических потерь, в изоляционных материалах обуславливается диэлектрическими потерями, в магнитных материалах за счет потерь на магнитный гистерезис. Кроме выделения тепла в трансформаторе протекают процессы его отвода естественным путем с внешней поверхности или с использованием принудительных средств охлаждения. Появление дефекта, вызывающего повышенное тепловыделение, нарушение в работе системы охлаждения и регенерации масла, изменение внутренней циркуляции масла в баке трансформатора или во вводе приведет к изменению общей картины нагрева, которое можно зафиксировать при тепловизионном обследовании.

При проведении тепловизионной диагностики должно быть учтено влияние следующих факторов:

- коэффициент излучения поверхности;
- нагревы и отражения от солнечной радиации;
- скорость ветра;
- расстояние до объекта и угол наблюдения;
- значение токовой нагрузки;
- тепловое отражение излучения от других объектов.

Условия проведения тепловизионного обследования трансформаторов.

Тепловизионный контроль должен проводиться двумя или одним (при наличии сопровождающего из числа оперативного персонала) специалистами, имеющими, специальную подготовку и соответствующий допуск по технике безопасности. Кроме этого, специалисты, проводящие тепловизионное обследование, должны знать конструкцию обследуемого оборудования, конструкцию

и принцип работы используемых приборов. При работе необходимо соблюдать ТКП 427-2012, «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей», «Правила технической безопасности при эксплуатации электроустановок».

Тепловизионное обследование трансформаторов, установленных на открытом воздухе, производится при отсутствии солнечной радиации - в темное время суток или в пасмурную погоду. Обследование рекомендуется проводить при скорости ветра менее 8 м/с и температуре воздуха не ниже, приведенной в инструкции по эксплуатации тепловизионной камеры. Дождь, туман, мокрый снег в значительной степени охлаждают поверхность объекта и рассеивают инфракрасное излучение. Тепловизионное обследование допускается проводить при небольшом снегопаде с сухим снегом или легком морозящем дожде. Съемка поверхности бака трансформатора и высоковольтных вводов производится в установившихся режимах. При проведении обследования следует учитывать, что постоянная времени обмоток относительно масла составляет порядка 4-7 мин., а постоянная времени трансформатора составляет 1,5-4,5 часа и зависит от объема масла и конструкции системы охлаждения.

Подготовительные операции при проведении тепловизионного обследования трансформаторов.

Перед проведением тепловизионного обследования силовых трансформаторов проводится ряд подготовительных работ. На основе имеющейся эксплуатационной документации изучается конструкция трансформатора. В частности необходимо выяснить следующие конструктивные особенности:

- способ прессовки магнитопровода (шпильчатая или бандажная конструкция);
- расположение шинок заземления;
- расположение элементов раскрепления активной части;
- расположение и конструкция устройств регулирования напряжения при их наличии;
- расположение отводов обмоток.

Изучается ремонтная документация, для выяснения объемов проводившихся ремонтных работ, реконструкций, замен узлов и т.д., выявленных в процессе эксплуатации дефектов.

Изучается эксплуатационная документация для выяснения текущего состояния трансформатора, наличия обнаруженных по результатам эксплуатационных испытаний и анализов масла развивающихся дефектов.

Для удобства последующей обработки полученных данных рекомендуется завести рабочий журнал тепловизионного обследования трансформатора, в котором фиксируются:

1) Условия проведения обследования:

- дата и время проведения обследования;
- погодные условия;
- температура масла в трансформаторе по показаниям термосигнализаторов;
- режим работы трансформатора (холостой ход, нагрузка), параметры режима (U, I).

2) Результаты внешнего осмотра трансформатора:

- состояние поверхности бака трансформатора, лакокрасочного покрытия. (При необходимости определяется коэффициент излучения поверхности бака трансформатора);
- наличие следов деструкции резиновых уплотнений, загрязнений подтеками масла;
- следов механических повреждений поверхности бака (вследствие ударов, толчков при транспортировке).

3) Основные особенности оборудования системы охлаждения и регенерации масла:

- внутренняя или внешняя разводка труб;
- места забора и выдачи масла на баке трансформатора;
- направление потоков горячего воздуха;
- направления протока масла через адсорберы или термосифонные фильтры;
- работающие вентиляторы и маслонасосы системы охлаждения, отмечается также отсутствие предусмотренных вентиляторов обдува,
- давление масла в трубах по манометрам маслонасосов.

Для удобства привязки снятых термограмм к баку трансформатора его поверхность по периметру разбивается на сектора примерно по 40-100 см, ко-

торые удобно привязать к ребрам жесткости, и на уровне по высоте так же по 40-100 см.

Выбираются предполагаемые точки съемки на расстоянии 1-10 м от трансформатора. По возможности, съемка должна производиться перпендикулярно поверхности бака. При необходимости последующей состыковки термограмм большой поверхности, снятой в несколько кадров, термограммы должны сниматься с одного расстояния. С выбранных точек производится фотосъемка бака трансформатора и его узлов, для облегчения последующей обработки термограмм.

Перед началом тепловизионной съемки производится необходимая настройка тепловизионной камеры. Устанавливается температура окружающей среды, коэффициент излучения объекта, расстояние до объекта.

Выбирается температурный диапазон записываемых термограмм. Некоторые типы современных тепловизоров (например, FLIR ThermoCam PM675) позволяют записать в файл термограммы весь спектр температур, определяемый техническими характеристиками тепловизора, и в дальнейшем при обработке на компьютере сузить диапазон отображаемых температур. Для тепловизоров данного типа выбор температурного диапазона - формальная процедура, необходимая для лучшего визуального восприятия картины нагрева объекта.

В случае если тепловизионная камера позволяет записывать в файл термограммы только заданный диапазон температур (например, AGEMA 470), для удобства последующей обработки термограмм рекомендуется выбирать один температурный диапазон для всей поверхности бака таким образом, чтобы максимальная температура диапазона была немного больше (на 0,5-1 °С) температуры наиболее нагретой точки поверхности бака. Минимальная температура диапазона выбирается немного меньше наименее нагретой точки. Следует учитывать, что температуры, не входящие в выбранный диапазон, не сохраняются.

Программа проведения тепловизионного обследования трансформаторов.

В режиме нагрузки и холостого хода производится съемка следующих элементов и узлов трансформатора:

- поверхностей бака трансформатора со стороны вводов ВН и НН и торцевых поверхностей. По возможности, съемка производится перпендикулярно поверхности бака;

- при наличии на поверхности бака трансформатора областей повышенного или аномального нагрева, температуры в которых выходят за выбранный для съемки диапазон, необходимо произвести дополнительную съемку этих областей в расширенном диапазоне температур;
- выносных контакторов для трансформаторов с устройством регулирования напряжения под нагрузкой;
- болтовых соединений колокола или крышки бака, при наличии повышенных нагревов;
- высоковольтных вводов трансформатора. В случае, если температуры фарфоровой покрышки ввода, его расширителя или компенсатора существенно различаются их съемка производится отдельно с соответствующими диапазонами температуры.

В режиме нагрузки кроме перечисленных узлов производится съемка:

- адаптеров встроенных трансформаторов тока;
- контактных соединений высоковольтных вводов.

В одном из режимов обследования (как правило, в режиме нагрузки) трансформатора производится съемка элементов системы охлаждения, очистки, регенерации масла и другого оборудования:

Маслонасосов и поверхностей охлаждения охладителей для трансформаторов с принудительной циркуляцией масла. Для трансформаторов с естественной циркуляцией масла производится съемка перекрытых охладителей (охладителей, имеющих заметно более низкую температуру по сравнению с температурой поверхности бака). Кроме этого, целесообразно снять крупно верхний и нижний краны охладителя, для выявления перекрытого охладителя либо засоренной трубы.

Термосифонных фильтров или адсорберов. При наличии фильтров или адсорберов, имеющих заметно более низкую температуру по сравнению с остальными или поверхностью бака, целесообразно снять крупно верхний и нижний краны подводящих труб, для выявления перекрытого крана или засоренной трубы.

Расширителей бака трансформатора и контактора РПН, а также выхлопной трубы (при ее наличии) для определения работоспособности указателей уровня масла, а также состояния защитной пленки (у трансформаторов с пленочной защитой).

При наличии возможности, для каждой термограммы записываются речевой комментарий, указывающий какая часть бака (сектора, уровни) или узел сняты. При отсутствии такой возможности, номера термограмм и комментарии заносятся в рабочий журнал.

Обработка результатов тепловизионного обследования трансформаторов.

Для удобства анализа полученных результатов по термограммам целесообразно сформировать температурные карты - фотографии (или эскизы) обследованного участка поверхности бака трансформатора с указанием температур. Аномальные температуры рекомендуется выделить цветом шрифта, а области аномального нагрева - цветовой заливкой. Термограммы участков поверхности бака, снятых в несколько кадров рекомендуется перевести в доступный графический формат средствами обработки термограмм, прилагающимися к тепловизионной камере, и совместить в одно изображение в доступном графическом редакторе (Photoshop, Paint и пр.).

Для удобства сравнения картины нагрева фарфоровых покрышек высоковольтных вводов, рекомендуется провести вертикальный профиль температуры по оси фарфоровой покрышки каждого ввода. Проведение профиля температуры через контактные соединения и адаптеры встроенных трансформаторов тока так же облегчает анализ термограмм.

Определить наличие или отсутствие протока масла через адсорберы и термосифонные фильтры можно сравнивая изменение температуры по высоте разных адсорберов или фильтров. Облегчить этот процесс так же можно проведя продольный профиль температуры.

Оценка состояния контролируемых узлов по результатам тепловизионного обследования.

Короткозамкнутые контура для токов, наведенных потоками рассеяния
проявляются короткозамкнутые контура для токов, наведенных потоками рассеяния, в виде повышенных нагревов отдельных областей бака трансформатора и болтовых соединений колокола или крышки бака при обследовании в режиме нагрузки (рисунок 37), и отсутствия указанных нагревов в режиме холостого хода трансформатора. Избыточные температуры болтовых соединений могут достигать 100-130 °С (рисунок 38). Избыточная температура поверхности

бака трансформатора в области повышенного нагрева составляет порядка 3-10 С. Достаточно часто области повышенного нагрева поверхности бака возникают в местенесанкционированного замыкания активной части на бак трансформатора (например, при потере изоляции транспортного винта и т.п.), либо напротив нештатного замыкания элементов прессовки.

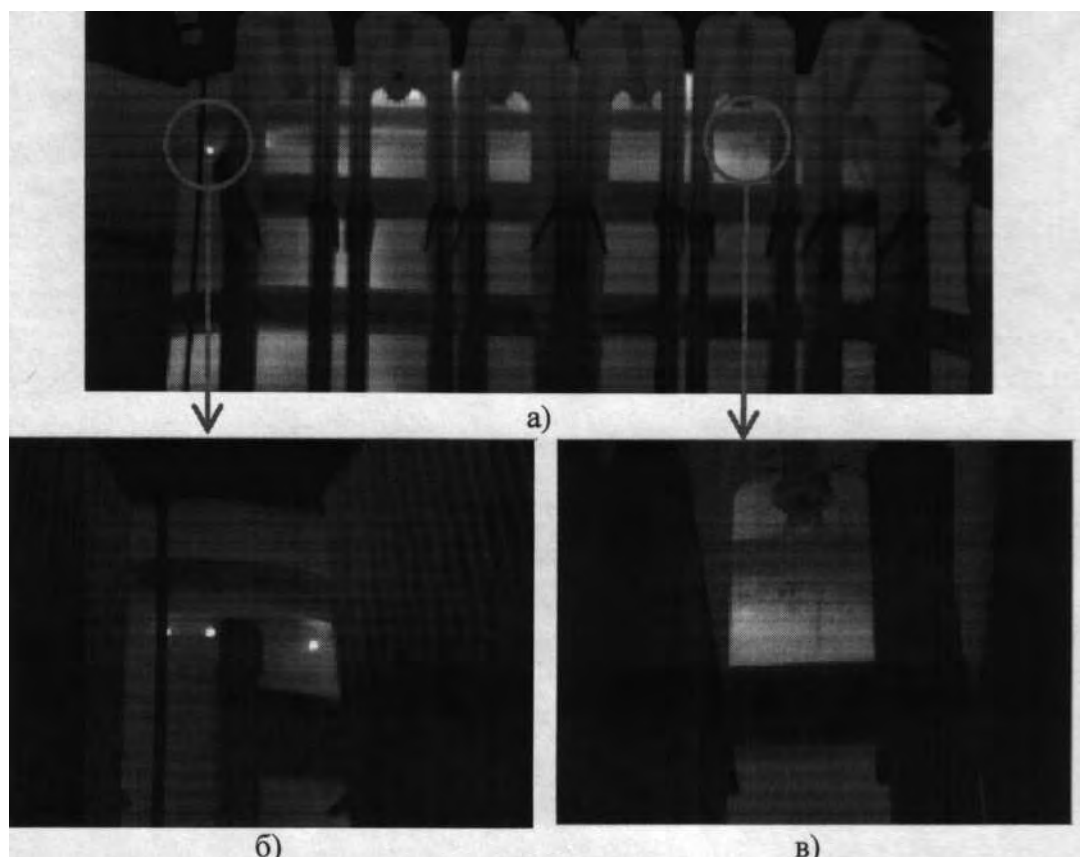


Рисунок 37 - Термограмма поверхности бака трансформатора типа ТДГ - 6000/150 со стороны ВН (а) и болтовых соединений крышки бака, имеющих повышенную температуру (б, в)

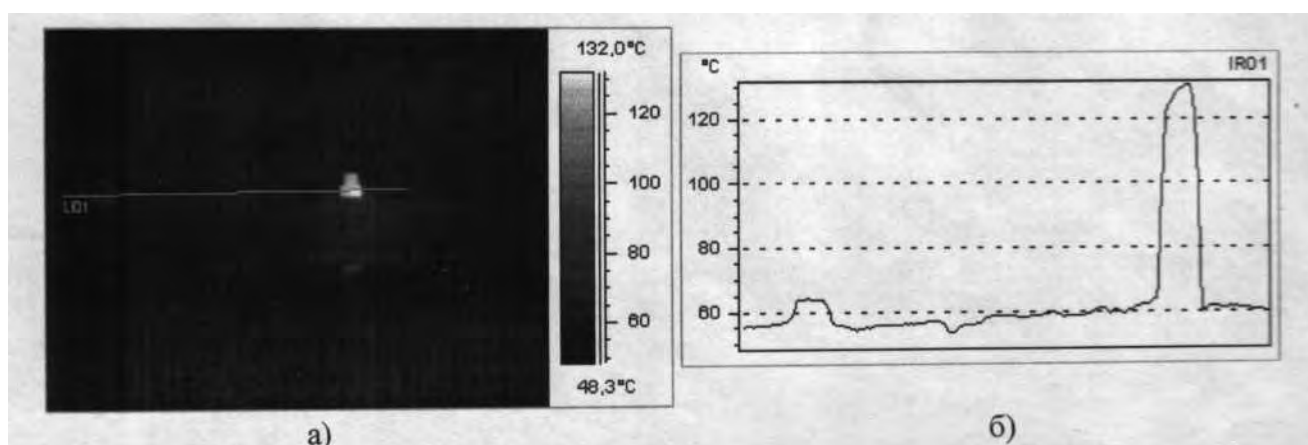


Рисунок 38 - Термограмма (а) и профиль температуры (б) болтовых соединений колокола бакатрансформатора ТДЦ-206000/500

Следует учитывать, что болтовые соединения колокола или крышки бака трансформатора могут иметь повышенную температуру при обследовании в режиме нагрузки, вследствие циркуляции вихревых токов от потоков рассеяния, из-за особенностей конструкции силовых трансформаторов (рисунок 39), особенно большой мощности 250 МВА и выше. При этом избыточные температуры болтовых соединений обычно не превышают 20-30 °С.



Рисунок 39 - Термограмма поверхности бака трансформатора типа ТДЦГ-250000/220 со стороны вводов ВН

Короткозамкнутые контура для токов, наведенных основным магнитным потоком возникают вследствие несанкционированного замыкания магнитопровода на прессующие элементы или бак трансформатора. Проявляются аналогично контурам для токов от потоков рассеяния. При этом повышенные нагревы могут наблюдаться как в режиме нагрузки так и в режиме холостого хода.

Дефекты контактных соединений ошиновки с аппаратными зажимами вводов проявляются в режиме нагрузки трансформатора в виде повышенных нагревов контактных соединений (рисунок 40).

Оценка состояния внешних контактных соединений трансформатора производится по превышению температуры (при токах нагрузки $(0,6-1,0) I_{\text{ном}}$), по избыточной температуре (при токах нагрузки $(0,3-0,5) I_{\text{ном}}$).

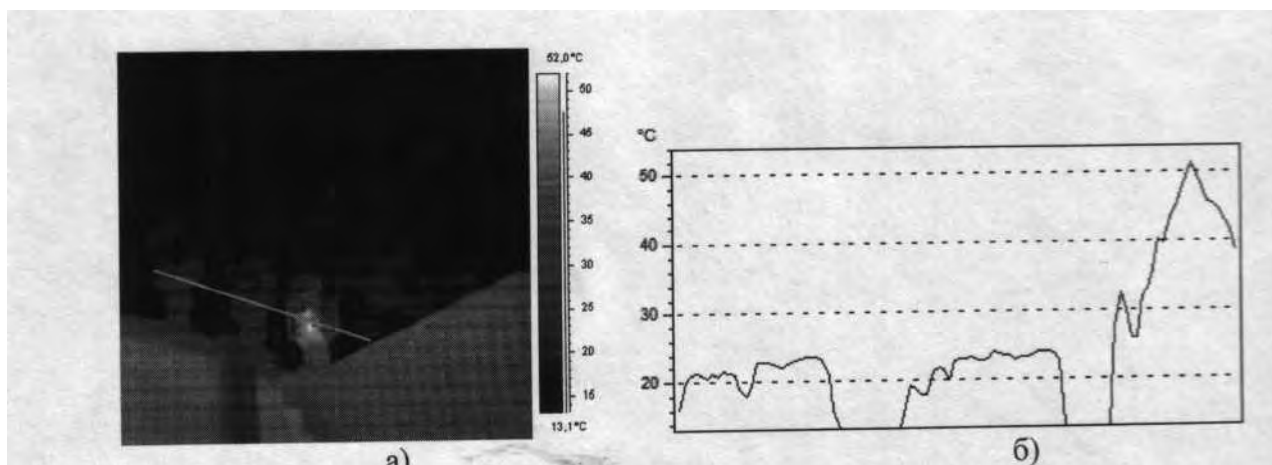


Рисунок 40 - Термограмма (а) и профиль температуры (б) контактных соединений вводов 6 кВ трансформатора типа ТДТН-40000/110 - У1

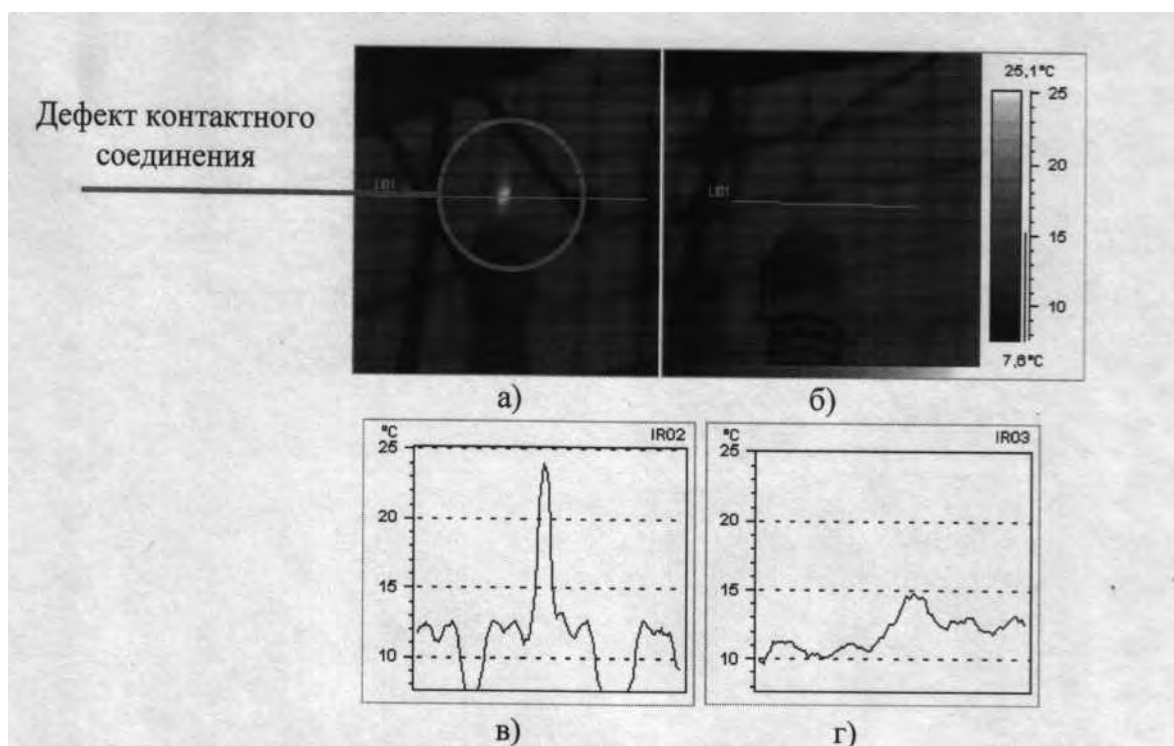


Рисунок 41 - Термограммы (а, б) и профили температуры (в, г) контактных соединений вводов типа ГБМТ-220/1400

Снижение эффективности работы системы охлаждения и регенерации масла

Ошибочное перекрытие кранов охладителей или засорение подводящих труб - проявляется в заметно меньшей температуре нагрева охладителя по сравнению с работающими в нормальном режиме (рисунок 42).



Рисунок 42 - Термограмма поверхности бака трансформатора типа ОДГ-35000/150 со стороны ВН (стрелкой указан перекрытый радиатор)

Загрязнение радиаторов охладителей (пухом, пылью и т.п., рисунок 43) - проявляется в повышенном нагреве поверхности радиатора и отсутствии характерных круговых холодных областей в месте прохода воздуха.

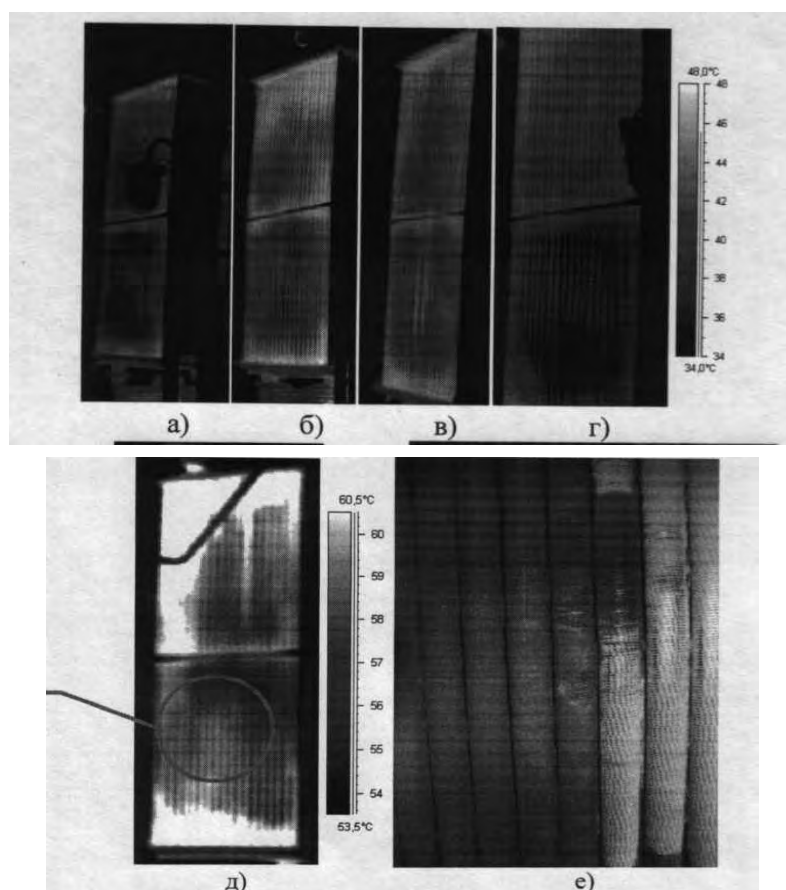


Рисунок 43 - Термограммы охладителей с удовлетворительным (а, г) и недостаточно эффективным (б, в, г) обдувом охлаждающих поверхностей, фотография (е) загрязненных охлаждающих трубок.

Дефект циркуляционных маслонасосов. При оценке состояния маслонасосов следует производить сравнение картины нагрева маслонасосов разных

групп охлаждения. При этом следует учитывать, что средняя температура поверхности маслонасоса зависит от температуры циркулирующего масла (от места забора масла из бака трансформатора). Особое внимание следует обращать на нагрев торцевой поверхности в области подшипника и статора в области расположения обмоток. При наличии дефекта подшипника или замыкания в обмотке в указанных местах могут наблюдаться области повышенного тепловыделения (рисунок 44).

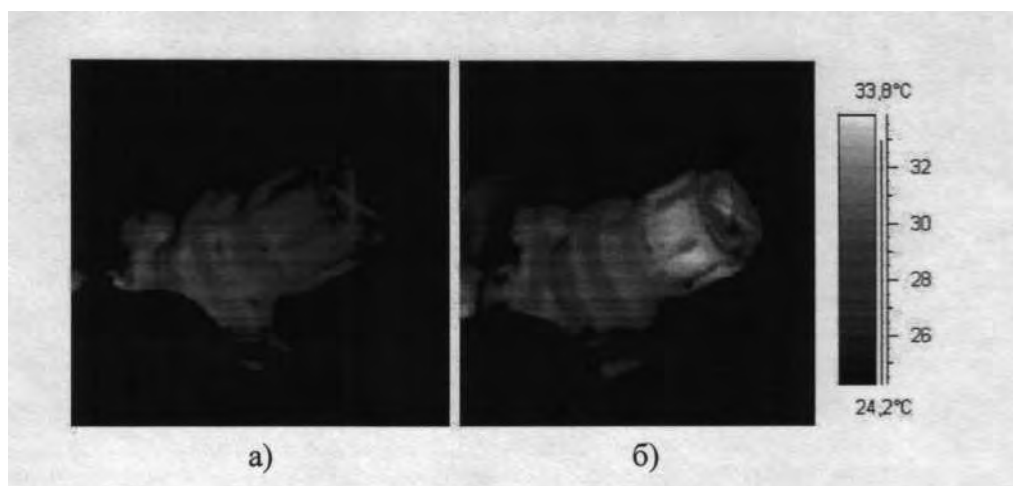


Рисунок 44 - Термограммы маслонасосов типа ЭЦТ-100/8 (трансформатора ТДЦ-125000/110): а - удовлетворительное состояние; б - с дефектом подшипника.

Снижение протока масла через адсорберы и термосифонные фильтры. Может быть вызвано зашламлением силикагеля, загрязнением войлочного фильтра силикагелевой пылью из-за засыпки непромытого маслом силикагеля (рисунок 45), засорением подводящих труб, ошибочным перекрытием кранов подводящих труб. Дефект может быть выявлен сравнением профилей температуры адсорберов или термосифонных фильтров обследуемого трансформатора. Адсорберы обследуемого трансформатора, имеющие нормальный поток масла должны быть примерно одинаково и равномерно нагреты. Пониженный нагрев адсорбера свидетельствует об ухудшении протока масла. По поверхности термосифонных фильтров должно наблюдаться снижение температуры в сторону протока масла, перепад температуры поверхности фильтра с нормальным потоком масла обычно составляет 2-5 °С.

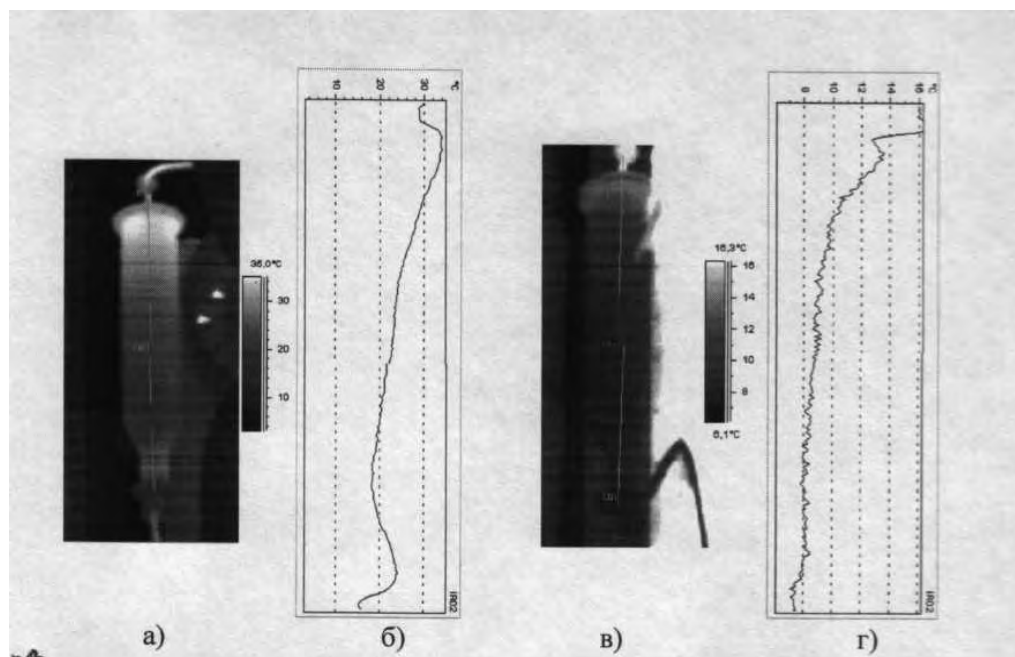


Рисунок 45-Термограммы и профили температуры адсорберов трансформатора типа ТДЦ-80000/110-72: а, б - нормальный проток; в, г - засорение войлочного фильтраадсорбера

Не полная засыпка адсорберов и термосифонных фильтров силикагелем. Проявляется в виде наличия в верхней части фильтра равномерно нагретой области, температура которой близка к температуре бака трансформатора.

Дефекты высоковольтных вводов

Высоковольтные трансформаторные вводы различаются по виду выполнения внутренней изоляции и по степени защиты внутренней изоляции от атмосферных явлений. Нижняя часть ввода находится в среде масла, температура которого может достигать 95 °С, а верхняя - в среде воздуха с температурой от -40 до +40 °С. Отвод тепла во вводе определяется аксиально (конвекция снизу вверх столба масла вертикально или наклонно стоящего ввода) и радиально через бумажную изоляцию и фарфор. Поскольку аксиальное тепловое сопротивление во много раз меньше радиального, большая часть тепла, выделяющегося во вводе и поступающего в него из горячего масла, отводится через металлический расширитель.

Маслонаполненный ввод не должен иметь локальных нагревов в зоне расположения контактных соединений (рисунок 46) и резкого изменения температуры или локальных нагревов по высоте крышки по сравнению с ввода-

ми других фаз (рисунок 47). Нагрев поверхности корпуса расширителя не должен отличаться от такового у вводов других фаз.

При тепловизионном обследовании могут быть выявлены следующие дефекты высоковольтных вводов:

- нагревы в местах подсоединений внешних проводников к зажимам вводов (рисунок 45);
- образование короткозамкнутых контуров в расширителях герметичных вводов;
- нагревы внутренних контактных соединений вводов;
- увлажнение остова ввода (рисунок 47);
- понижение уровня масла во вводах (рисунок 48);
- ухудшение качества масла (рисунок 47);
- нарушение циркуляции масла во вводе;

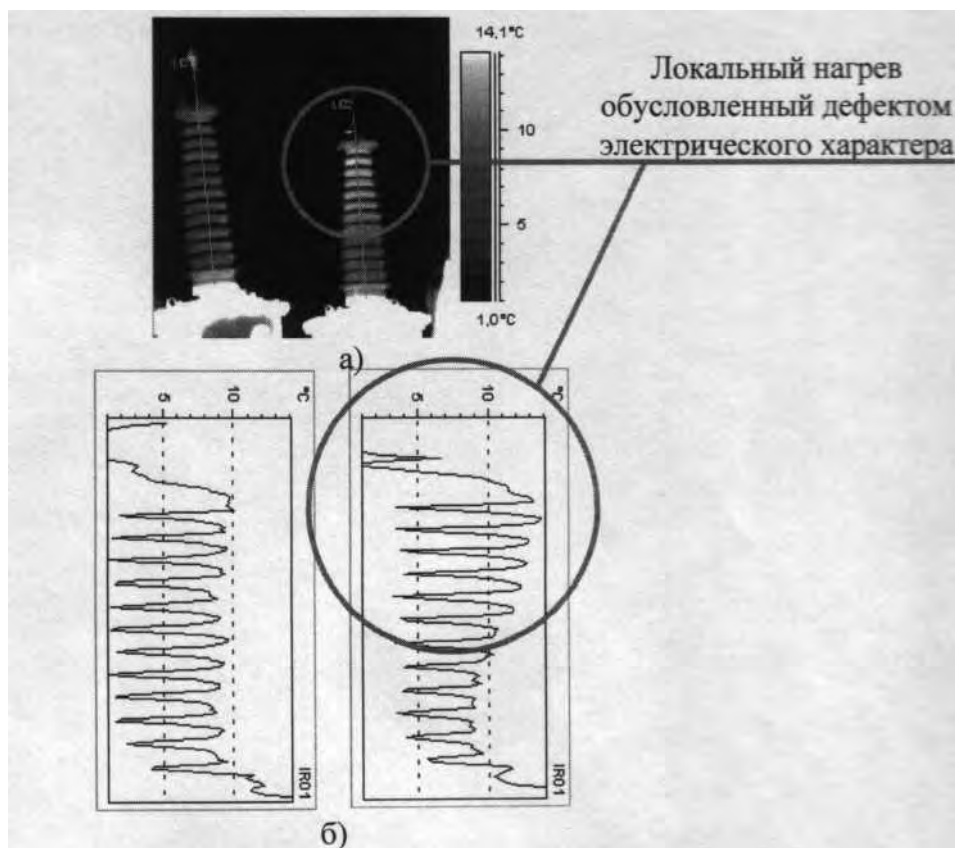


Рисунок 46 - Термограммы (а) и профили температуры (б) вводов типа БМТ-110/630У1

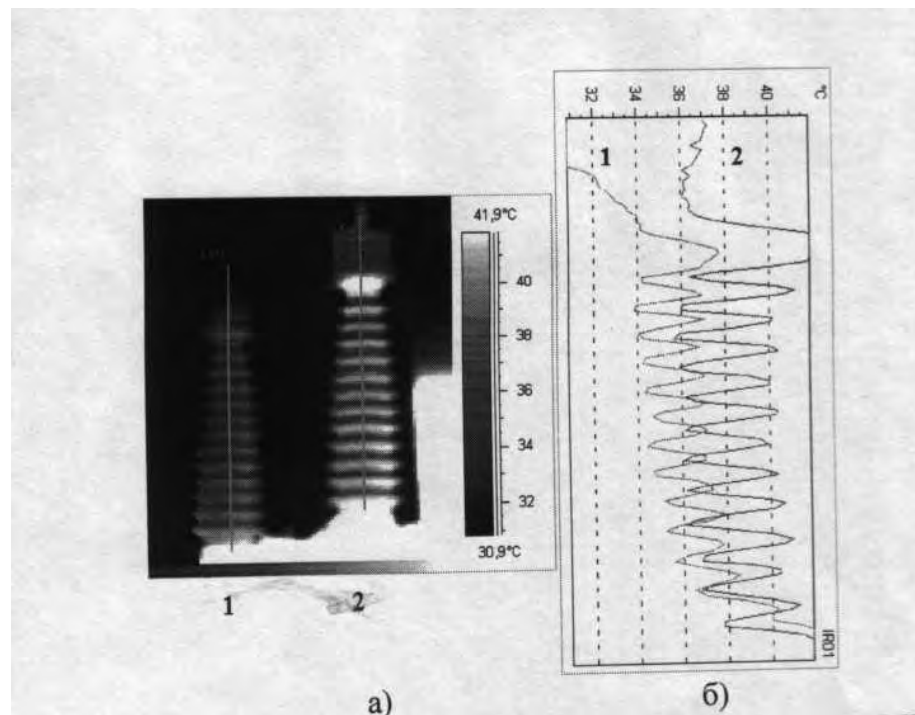


Рисунок 47 - Термограммы (а) и профили температуры (б) вводов типа МТ -110/600 (значительное увлажнение масла и изоляции ввода (2) подтверждено диагностическими параметрами)

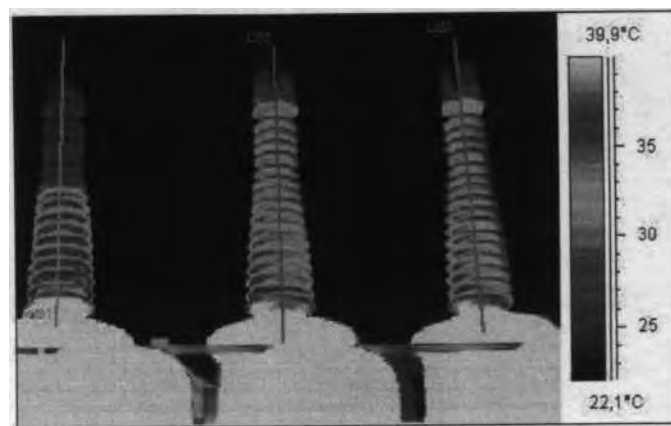
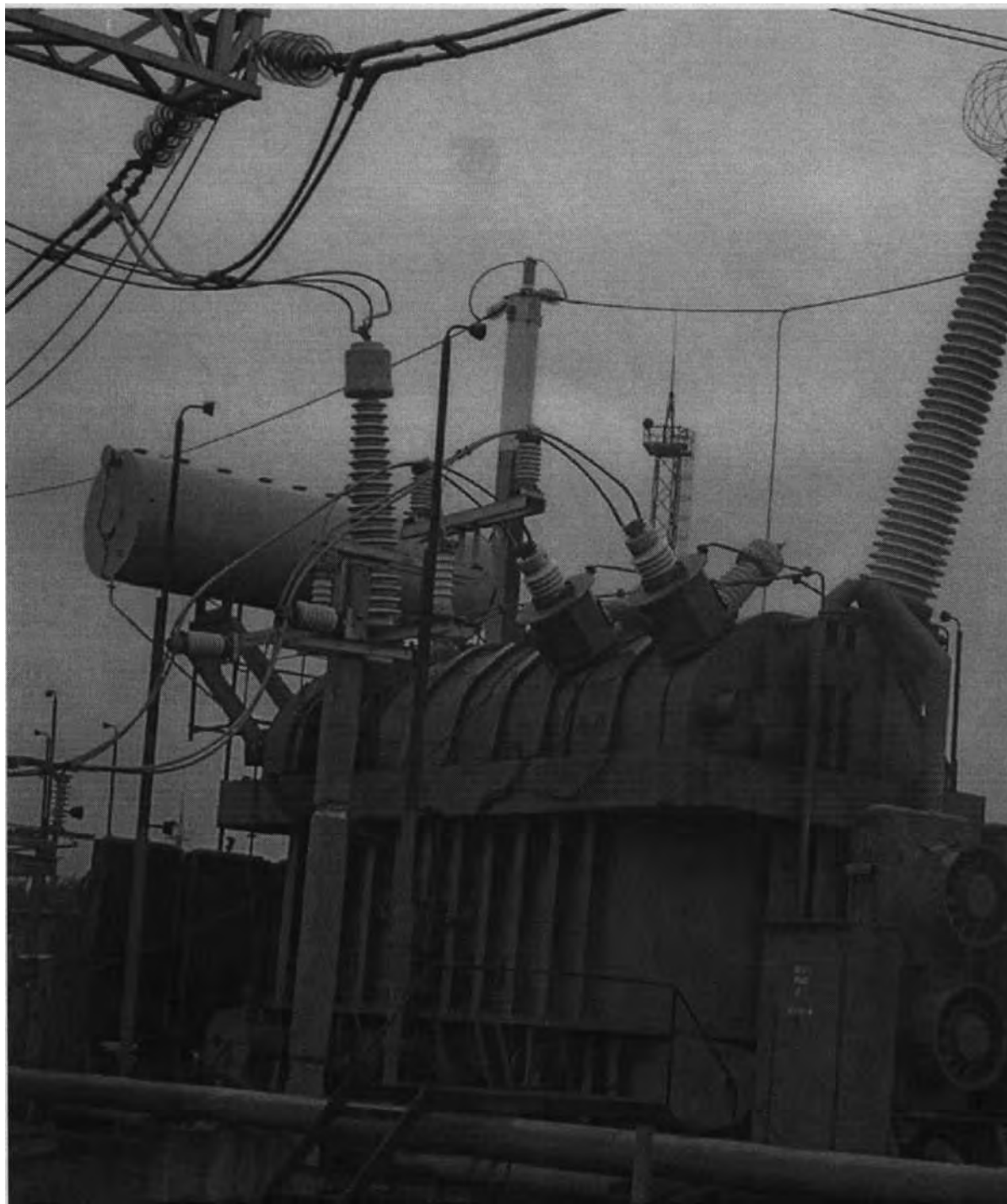


Рисунок 48 - Термограммы вводов 110 кВ с нормальным (средний и правый вводы) и пониженным уровнем масла (левый ввод)

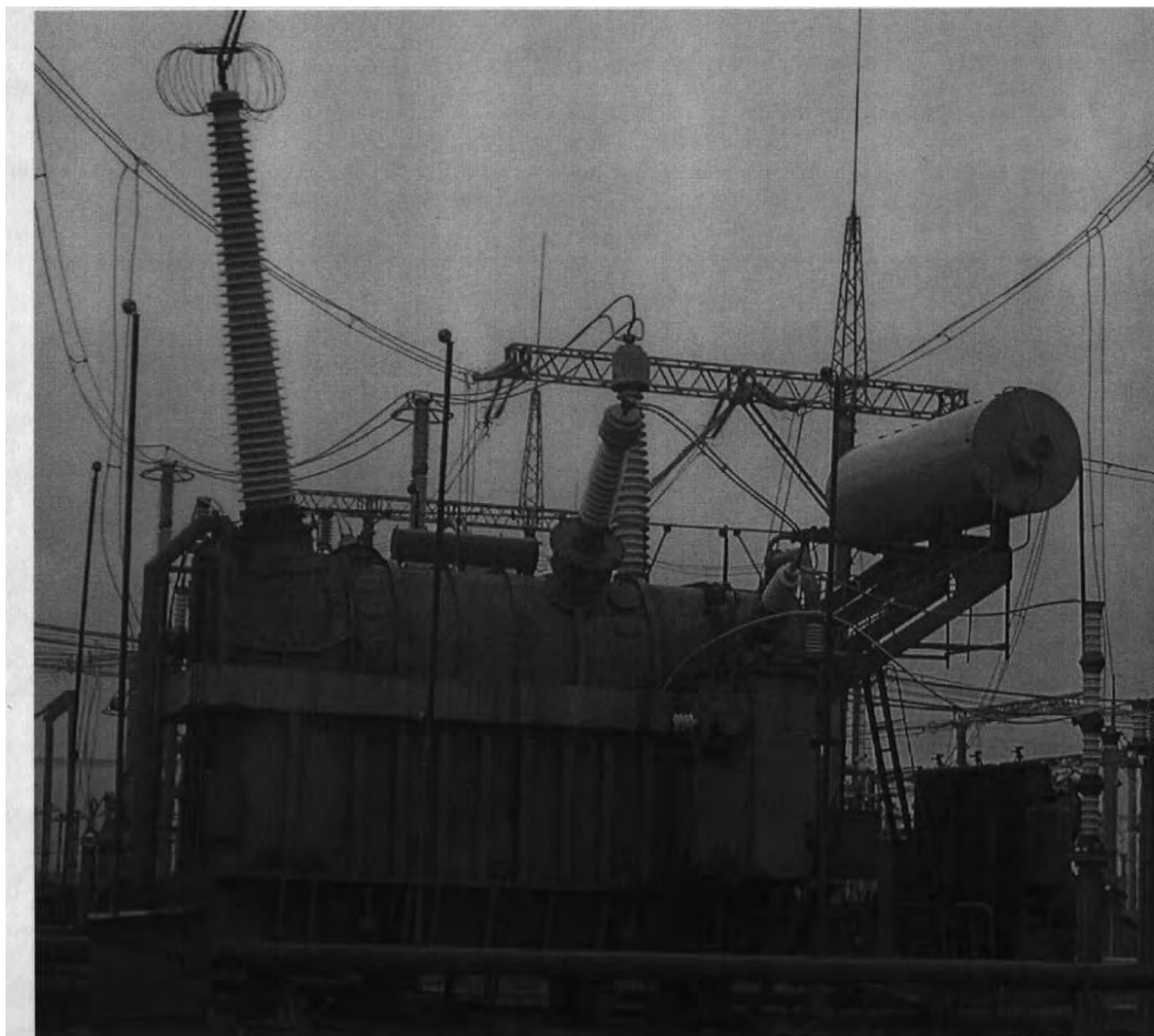
Список используемой литературы

1. Куценко, Г.Ф. Монтаж, эксплуатация и ремонт электроустановок, Минск, издательство «Дизайн ПРО», 2003.
2. Якобсон, И.А. Наладка быстродействующих силовых трансформаторов.
3. Львов, М.Ю., Львов, Ю.Н. О надежности силовых трансформаторов.
4. Куличенко, В.П., Паперный, Л.Е. Учебно–методическое пособие «Испытания силовых трансформаторов». Минск, БНТУ, 2008.
5. Серия трансформаторы. Том 8,9,20,25,38. Москва.
6. Трансформаторы ТМГ, ТМГСУ. Руководство по эксплуатации.
7. Методические рекомендации по прогреву силовых трансформаторов при ремонте и монтаже. Энергоиздат. Москва, 1979.
8. Сазыкин. В.Г. Совершенствование эксплуатации силовых трансформаторов. Электроника, 2003.
9. Львов, М.Ю. Силовые трансформаторы на 110 кВ и выше. Новости электротехники, 2003.
10. Трансформаторы силовые. Инструкция по монтажу и пуску изделия ВБИЕ.672834 Запорожтрансформатор, 2010.

Фаза автотрансформатора 750 кВ



Фаза автотрансформатора 750 кВ



Линейный регулировочный трансформатор 10 кВ
ТМНЛ 16000/10

