

3.1. 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.;

3.2. 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 и ГОСТ 15543-89Е.

При этом среднесуточная температура воздуха - не более 30 °С и среднегодовая температура воздуха - не более 20 °С; температура охлаждающей воды - не более 25 °С на входе воды в охладитель.

3.1.2. Для работы трансформаторов в специальных условиях необходимы:

- высота установки над уровнем моря для трансформаторов класса напряжения до 500 кВ - более 1000м, но не более, чем 3500м;
- категория исполнения - ХЛ или УХЛ согласно ГОСТ 15150-69, ГОСТ 15543-89Е;
- температура охлаждающей воды - более 25 °С, но не более 33 °С.

3.2.1. Условное обозначение трансформаторов имеет следующую структуру:

Х - Х / Х - Х

буквенная часть обозначения - согласно 3.2.2.;

номинальная мощность трансформатора, кВа;

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

климатическое исполнение и категория размещения - согласно с ГОСТ 15150-69

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

3.2.2. Буквенная часть обозначения:

А - автотрансформатор;

О или Т - однофазный или трехфазный трансформатор;

Р - расщепленная обмотка НН;

условное обозначение видов охлаждения приведено в 3.2.6.;

З - трансформатор с естественным масляным охлаждением и с защитой при помощи азотной подушки без расширителя;

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).

3.2.3. 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.

3.2.4. 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.

3.2.5. 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.

3.2.6. Условные обозначения видов систем охлаждения трансформаторов.

Условные обозначения видов систем охлаждения трансформаторов приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1. - 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).

ОБЩИЕ ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСФОРМАТОРНЫМ УСТАНОВКАМ

Параметры трансформаторов должны соответствовать режимам работы электрической сети согласно с "Правилами устройства электроустановок". При этом должны быть учтены долговременные нагрузочные режимы, кратковременные и толчковые перегрузки, а также возможные в процессе эксплуатации долговременные перегрузки. Эти требования относятся ко всем обмоткам многообмоточных трансформаторов.

4.2. Трансформаторы должны быть установлены таким образом, чтобы были обеспечены удобные и безопасные условия для осмотра:

- за уровнем масла в маслоуказателях,
- за значением давления на манометрах герметичных вводов и маслососов,
- за состоянием приводных механизмов устройств РПН без снятия напряжения.

Для контроля за уровнем масла в маслоуказателях необходимо предусматривать освещение маслоуказателей в темное время суток, если общего освещения недостаточно.

4.3. На баках трехфазных трансформаторов и реакторов, и групп однофазных трансформаторов и реакторов наружной установки должны быть сделаны четкие надписи, указывающие подстанционные номера и присвоенные им единые диспетчерские наименования. Такие же номера должны быть на дверях и внутри трансформаторных пунктов и камер. Трансформаторы наружной установки должны быть окрашены в светлые тона краской без металлических наполнителей, стойкой к атмосферным воздействиям и воздействиям масла.

4.4. При установке трансформаторов с плоской крышкой, оборудованных газовой защитой, бак имел уклон, при котором крышка или верхняя часть бака имела бы подъем по направлению к газовому реле не менее 1 – 1,5 %, а маслопровод от бака к расширителю - не менее 2 - 4 %. Кран, установленный на маслопроводе между газовым реле и расширителем (или автоматический клапан), при работе трансформатора должен быть открыт.

4.5. Провода вторичных цепей, присоединенные к газовому реле и трансформаторам тока, должны быть защищены от разьедания маслом и механических повреждений.

4.6. Стационарные лестницы для обслуживания газовых реле трансформаторов должны быть в исправном состоянии и обеспечивать доступ к газовому реле в соответствии с требованиями ДНАОП 1.1.10 – 1.01 – 97.

4.7. Для контроля уровня масла в трансформаторе на торцевой стенке расширителя около трубчатых или плоских маслоуказателей должны быть четко нанесены три контрольные черты, которые соответствуют уровням масла при установившейся температуре в неработающем трансформаторе:

- 35, +15, +35

а для трансформаторов, изготовленных в соответствии с ГОСТ 11677-65 или по новым техническим условиям:

- 45, +15, +40 - для класса исполнения У;
- 60, +15, +40 - для класса исполнения ХЛ, УХЛ.

4.8. Трансформаторы с массой масла 1000 кг и более должны работать с постоянно включенной системой защиты масла от окисления и увлажнения (термосифонными или адсорбционными фильтрами и воздухоосушителями или с азотной, пленочной или другой защитой) независимо от режима работы трансформатора. Маслонаполненные вводы должны работать (храниться) с постоянно включенными устройствами защиты масла от окисления и увлажнения.

4.9. Выхлопная (предохранительная) труба трансформатора не должна быть направлена на установленный рядом трансформатор или аппарат, чтобы при выбросе масла не попало на другое оборудование и площадку для обслуживания газового реле.

Если труба направлена на стоящее рядом оборудование, следует установить огнестойкую отбойную стенку или металлический щит между трансформатором и оборудованием.

Не допускается замена стеклянной мембраны в трубе на мембрану из другого материала. При осмотре трансформатора должна быть обеспечена возможность контроля целостности мембраны.

Воздушная полость выхлопной трубы трансформаторов, имеющих газовое реле, должна иметь соединение с воздушной полостью расширителя.

4.10. Для предотвращения повышенного нагрева трансформатора и ускоренного старения их изоляции необходимо

следить, чтобы при естественной и искусственной вентиляции разность между температурой воздуха, входящего в трансформаторное помещение снизу и выходящего сверху, не превышала 15 °С при их номинальной нагрузке. В помещениях, где установлены сухие трансформаторы, относительная влажность воздуха не должна превышать 80% при 25 °С.

Трансформаторные помещения должны содержаться в полной исправности, чтобы через кровлю и проемы (оконные, вентиляционные) в помещение не попадали дождь, снег, а также мелкие животные и птицы.

4.11. Двери трансформаторных помещений должны быть постоянно заперты на замок. На дверях и в трансформаторных помещениях должны быть сделаны надписи, указывающие подстанционные номера и присвоенные им единые диспетчерские наименования.

На дверях трансформаторного помещения укрепляются предупредительные плакаты установленного содержания и формы.

4.12. Нагрев при работе трансформатора контролируется по температуре верхних слоев масла, измеряемой термометрами и термосигнализаторами. При установке термометров на трансформаторы наружной установки необходимо принимать меры для предотвращения попадания влаги в гильзы термометров и повреждения гильз при замораживании в них влаги.

На трансформаторах с повышенной вибрацией бака для обеспечения более длительной и надежной работы термосигнализаторов рекомендуется устанавливать термосигнализаторы на отдельной стойке, не связанной с баком, или на амортизаторах.

4.13. ШАОТ системы охлаждения Д необходимо устанавливать за пределами маслоприемника. Навешивание шкафа управления на бак трансформатора допускается, если шкаф и оборудование, установленные в ней, рассчитаны на работу в условиях вибрации, которая возникает во время работы трансформатора.

4.14. Нагрузку двухобмоточных трансформаторов мощностью 1000кВА и выше, за исключением установленных в трансформаторных пунктах (ТП), контролируют по амперметрам, включенным в одну фазу, а трехобмоточных трансформаторов - по амперметрам, включенным в цепи всех трех обмоток в одноименную фазу.

4.15. Трансформаторы должны эксплуатироваться с включенной защитой от внутренних повреждений и сверхтоков, выполненной в соответствии с проектом, а отключающие элементы газовой защиты должны быть включены с действием на отключение.

Разрывная мощность предохранителей при защите трансформаторов должна соответствовать мощности короткого замыкания в данной точке сети, и при этом должна обеспечиваться селективная работа релейной защиты.

4.16. Противопожарные средства, которыми оснащены трансформаторные установки, должны поддерживаться в исправном состоянии и периодически проверяться.

Дренаж и маслоотводы от маслоприемных устройств необходимо периодически очищать и проверять.

Масло, стекающее из-под оборудования в процессе эксплуатации, необходимо собирать в дренажную систему и очищать с помощью отстойников других устройств.

Кабельные каналы около трансформаторов должны быть плотно закрыты и защищены от попадания масла, растекающегося из-под трансформатора в случае его повреждения.

Гравийная засыпка под трансформатором должна содержаться в чистоте, и при засорении или значительном замасливание она должна быть промыта или заменена.

4.17. Каждый трансформатор должен иметь комплект документов, которые содержат информацию про его состояние и условия эксплуатации.

Комплект документов должен содержать:

- эксплуатационную документацию завода-изготовителя, которая включает паспорт трансформатора, паспорта на комплектующие изделия, инструкции по эксплуатации, необходимые рисунки;
- акты приемки и монтажа, протоколы пусковых испытаний, акты капитальных ремонтов и протоколы испытаний во время ремонтов трансформатора;
- протоколы испытания трансформаторного масла на всех стадиях эксплуатации трансформатора и анализов газа, извлеченного из него;
- акты про аварийные повреждения трансформатора или комплектующих узлов;
- местные инструкции по эксплуатации, циркуляры, распоряжения, которые относятся к данному трансформатору.

5. МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ.

5.1. Монтаж, опробование, эксплуатацию и ремонты трансформаторов необходимо выполнять согласно с ДНАОП 1.1.10-01-97, ГОСТ 11677-85, а также НАПБ А.01.001-95.

Кроме того, монтаж трансформаторов напряжением 110 кВ и выше необходимо выполнять согласно с РД 16.363-87. Во время эксплуатации и испытаний трансформаторов их баки должны быть заземлены.

5.3. 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.

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

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

5.6. Запрещается переключать рукояткой устройства РПН трансформатора, находящегося под напряжением.

5.7. 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.

5.8. 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.

5.9. 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.

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

5.11. Необходимо избегать попадания и длительного воздействия трансформаторного масла на кожу.

6. ПОДГОТОВКА К ВВОДУ ТРАНСФОРМАТОРОВ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ И ВКЛЮЧЕНИЕ ИХ В РАБОТУ.

6.1. Подготовка трансформаторов к работе при первом включении и после ремонта.

6.1.1. Новый трансформатор или трансформатор, находящийся в эксплуатации, может быть введен в работу после окончания монтажных, наладочных или ремонтных работ на трансформаторе и его оборудовании устройств вторичной коммутации при условии соответствия результатов испытаний трансформатора требованиям РД 16.363-87, инструкций по эксплуатации составных частей трансформатора или ГКД 34.20.302-2002 (после ремонта).

6.1.2. При первом включении трансформатора после монтажа или после ремонта, связанного с отсоединением или заменой цепей вторичной коммутации, необходимо проверить воздействие устройств релейной защиты и автоматики (далее – РЗА) трансформатора на отключение выключателей, установленных в его цепи, и ввести эти устройства в работу согласно местной инструкции по эксплуатации устройств РЗА.

6.1.3. На термометрах манометрических и датчиках температуры выполнить следующие уставки:

- 95 °С - термосигнализатор, который сигнализирует о граничной температуре верхних слоев масла трансформатора с системой охлаждения типа “Д”;

- 55 и 50 (40 и 35) °С - соответственно замыкающий и размыкающий контакты термосигнализатора, который используется в схеме управления системой охлаждения трансформатора типа “Д”;

- 5 °С - датчики температуры, которые используются в схеме управления подогрева шкафа привода устройства РПН и ШАОТ;

- минус 25 °С - датчики температуры, которые используются в схеме управления приводами РПН (проверяется согласно с паспортом датчика).

6.1.4. Осмотреть трансформатор, электрооборудование его первичной цепи, убедиться в его исправном состоянии.

При внешнем осмотре трансформатора проверить:

- отсутствие повреждений, нарушений герметичности и маслостойкости, 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 (вводов, 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 вентилей 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, указанным в 6.1.3.;

- 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.

Подготовить к вводу в работу схему управления устройством РПН трансформатора, для чего необходимо:

- в шкафу привода РПН установить в положение “Д” (дистанционное) переключатель режима управления устройства РПН;
- на панели щита управления установить в положение “Д” (Дистанционное) переключатель режима управления устройства РПН;
- подать напряжение 0,23 (0,4) кВ в схему управления устройства РПН;
- с целью очистки контактной системы от окиси и шлама выполнить не менее десять циклов переключения по всему диапазону РПН и ПБВ
- установить переключающее устройство в требуемое положение и зафиксировать. Проверить соответствие указателя положения приводного механизма устройства РПН в шкафу привода указателю положения переключающего устройства на панели управления.

6.1.7. В зимнее время при температуре окружающего воздуха ниже минус 25 °С указанные в п. 6.1.6. переключения устройства РПН не производить.

6.1.8. Установить в необходимое положение привод устройства ПБВ и проверить его застопоренное положение.

6.1.9. Произвести необходимые измерения на предмет соответствия действительному установленному положению переключающих устройств: для устройств ПБВ – во всех случаях, для устройств РПН – в зависимости от состояния трансформатора по результатам предыдущей эксплуатации.

6.2. Подготовка трансформаторов к работе в процессе текущей эксплуатации

6.2.1. Подготовку трансформаторов к работе после простоя длительностью менее 3 месяцев, когда ни на одну обмотку не было подано напряжение, необходимо производить согласно требованиям п.п. 6.14. - 6.1.7. настоящей инструкции. При этом допускается провести только 2-3 цикла переключений устройств ПБВ и РПН.

Необходимо ввести в работу устройства РЗА трансформатора и, при необходимости, проверить их воздействие на коммутационные устройства в цепи трансформатора.

6.2.2. Подготовку трансформатора к работе после простоя в резерве длительностью более трех месяцев и более, когда ни на одну из его обмоток не было подано напряжение, необходимо производить согласно с п. 6.2.1., но в этом случае дополнительно:

- отобрать пробу масла из бака трансформатора и проверить его пробивное напряжение, влагосодержание, газосодержание;
- отобрать пробу масла из бака контактора устройства РПН и проверить пробивное напряжение и влагосодержание масла;

Результаты проверок должны соответствовать требованиям пунктов приложения настоящей инструкции. При несоответствии качества масла требованиям вышеуказанных пунктов необходимо выяснить и устранить причину ухудшения характеристик масла.

- произвести измерения характеристик изоляции (R_{60} и t_{gd}) трансформатора и оценить полученные результаты в соответствии с РД 16.363 – 87 или ГКД 34.20.302 – 2002 с учетом результатов предыдущих испытаний.

6.2.3. Подготовку трансформатора к работе после его автоматического отключения действием защит от внутренних повреждений необходимо производить в такой последовательности.

6.2.3.1. По действию сигнальных устройств определить типы защит, срабатывание которых привело к отключению трансформатора.

6.2.3.2. Произвести внешний осмотр трансформатора и оборудования с целью выяснения причины отключения трансформатора.

6.2.3.3. Осмотреть газовое реле и отобрать пробы газа и масла для проверки газа на горючесть и проведения химического анализа.

Отобрать пробы масла из бака трансформатора для проведения анализа, если причины отключения не объясняются неправильным действием релейной защиты или повреждением оборудования, входящего в зону действия сработавшей защиты.

6.2.3.4. Провести электрические испытания и измерения трансформатора в следующем объеме: замер сопротивления изоляции, тока холостого хода, напряжения короткого замыкания, сопротивления обмоток постоянному току.

6.2.3.5. При отключении трансформатора действием реле бака контактора дополнительно руководствоваться указаниями п.7.4.3.2. настоящей инструкции.

6.2.4. Трансформатор необходимо вывести в ремонт в случае:

- его видимого повреждения;
- если газ горючий;
- если в газе содержатся (по результатам физико-химического анализа и хроматографического анализа растворенных в масле газов) продукты разложения изоляции или масла, подтвержденные результатами электрических испытаний и измерений;
- неудовлетворительных результатов электрических испытаний и измерений;

При срабатывании защитного реле бака контактора РПН трансформатор выводится из работы для ревизии контактора. После окончания ремонта трансформатора его необходимо испытать в соответствии с п.8.2.2. настоящей инструкции.

При соответствии результатов испытаний требованиям ГКД 34.20.302 – 2002 трансформатор необходимо подготовить к включению в работу согласно п. 6.2.1. настоящей инструкции.

6.2.5. В случае отключения трансформатора действием защит от внешних повреждений при отсутствии при этом признаков повреждения его первичной цепи, трансформатор может быть включен в работу без проверок.

6.2.6. Если причиной отключения явилось ложное срабатывание защит, трансформатор следует включать в работу после устранения неисправности.

6.2.7. Во всех случаях включение трансформатора в работу после его автоматического отключения производится с разрешения главного инженера предприятия.

6.2.8. Подготовку к работе комплектующих изделий и составных частей трансформатора после выполнения ремонтных или профилактических работ на них выполнить в соответствии с указаниями инструкций по эксплуатации.

6.3. Включение трансформаторов в работу.

6.3.1. После выполнения подготовительных работ и получения разрешения на ввод трансформатора в работу необходимо собрать его схему первичных соединений согласно указаний местной инструкции по оперативным

переключениям.

6.3.2. Включать трансформатор следует не раньше, чем через 12 часов после последней заливки масла в трансформатор. По окончании работ, связанных с частичным сливом масла, допускается включение трансформатора в работу через 6 часов после доливки масла.

6.3.3. Включать трансформатор в работу следует толчком на полное напряжение со стороны ВН, СН или НН.

Перед включением необходимо проверить отсутствие воздуха в газовом реле путем кратковременного открытия вентиля на газовом реле до появления масла.

После включения необходимо в течение не менее 12 часов осуществлять контроль за появлением воздуха в газовом реле трансформатора, периодически открывая вентиль газового реле и выпуская скопившийся воздух с соблюдением необходимых 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.

При первом включении после монтажа при наличии выключателей со стороны питания рекомендуется осуществить от трех до пяти включений трансформатора толчком на номинальное напряжение для проверки отстройки его защиты от толчков намагничивающего тока.

На панелях защит и сигнализации необходимо проверить отсутствие сигналов неисправности трансформатора. При их наличии необходимо устранить причину неисправности, после чего включить трансформатор под нагрузку.

Вентиляторы обдува должны включаться автоматически при достижении температуры масла 55 °С или при номинальной нагрузке независимо от температуры масла. Дутье должно отключаться при снижении температуры масла до 45 - 50 °С, если при этом ток нагрузки менее номинального.

6.3.5. Включение трансформаторов на полную нагрузку в зимнее время допускается при температуре верхних слоев масла минус 40 °С и выше в трансформаторах с охлаждением вида М и Д.

7. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

7.1. Нормальные режимы

7.1.1. Нормальными режимами работы считаются такие, на которые рассчитан трансформатор и при которых он может длительно работать при допустимых стандартами или техническими условиями отклонениях основных параметров (напряжение, ток, частота, температура отдельных элементов) и нормальных условиях работы (климат, высота установки над уровнем моря).

Номинальные значения основных параметров трансформатора указаны на его щитке и в паспорте.

7.1.2. Эксплуатация трансформатора допускается только при условии защиты его обмоток вентильными разрядниками или ограничителями перенапряжения, постоянно подключенными к обмоткам согласно требований "Правил устройства электроустановок".

7.1.3. Неиспользуемые обмотки стороны НН (СН) трехобмоточного трансформатора при эксплуатации должны быть соединены в треугольник. При этом все три фазы должны быть защищены вентильными разрядниками или ограничителями перенапряжения соответствующего класса напряжения.

7.1.4. Нейтрали обмоток высшего напряжения трансформаторов напряжением 110 кВ, с неполной изоляцией со стороны нейтрали, должны быть заземлены наглухо, за исключением случаев, обусловленных в п.7.1.5. Трансформаторы напряжением до 35 кВ могут работать с изолированной нейтралью, заземленной через дугогасящую катушку (дугогасительный реактор).

При суммарном токе дугогасящих катушек более 100 А присоединять их к одному трансформатору следует по согласованию с заводом – изготовителем.

7.1.5. Допускается работа трансформаторов напряжением 110кВ, которые имеют испытательное напряжение нейтрали 110кВ с разземленной нейтралью при условии присоединения к выводу нейтрали вентильного разрядника соответствующего класса изоляции. В этом случае необходимо принять соответствующие меры (при помощи устройств релейной защиты и автоматики, оперативные мероприятия и др.), которые бы исключали бы вероятность работы трансформатора в нормальном режиме на участок сети с изолированной нейтралью.

Работа с разземленной нейтралью трансформаторов на напряжение 110 кВ с испытательным напряжением нейтрали 85 кВ допускается при обосновании необходимыми расчетами.

7.1.6. Длительная работа трансформатора допускается при мощности не более номинальной при превышении напряжения, подводимого к любому ответвлению обмотки ВН, СН и НН, на 10 % сверх номинального напряжения данного ответвления обмотки.

При этом напряжение на какой – либо обмотке трансформатора на должно превышать наибольшего рабочего напряжения для данного класса напряжения, указанного в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Наибольшее рабочее напряжение

Класс напряжения	Наибольшее рабочее напряжение, кВ
6	7,2
10	12,0
35	40,5
110	126

7.1.7. 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 $(3 \times 2) \%$).

7.1.8. 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.

7.1.9. 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 7.1.8.

7.1.10. 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 допускаются по согласованию с заводом – изготовителем.

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

7.1.12. 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”).

7.1.13. 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).

7.1.14. Температура верхних слоев масла при нормальной нагрузке трансформатора и реактора и максимальной температуре охлаждающей среды (среднесуточная температура охлаждающего воздуха 30 °С) не должна превышать 95 °С для трансформаторов с охлаждением вида “М” и “Д”.

Температура верхних слоев масла трансформаторов зарубежного производства не должна превышать значений, указанных фирмой – производителем, а при их отсутствии - значений, установленных на основании тепловых испытаний либо данной инструкции.

Превышение указанного значения температуры свидетельствует о неисправности трансформатора, которую необходимо выявить и устранить.

7.1.15. Допускается параллельная работа двух - и трехобмоточных трансформаторов на всех обмотках, а также двухобмоточных с трехобмоточными, если ни одна из обмоток параллельно включенных трансформаторов не нагружена более ее допустимой нагрузочной способности. Параллельная работа трансформаторов с соотношением номинальных мощностей более трех не рекомендуется.

Условия параллельной работы трансформаторов:

- номинальные напряжения и коэффициенты трансформации обмоток должны быть одинаковыми. Допускаются различия для трансформаторов с коэффициентом трансформации меньше или равным 3 в пределах $\pm 1 \%$; для всех остальных - $\pm 0,5 \%$.

- значения напряжения короткого замыкания не должны отличаться более чем на $\pm 10 \%$;

- группы соединения трансформаторов должны быть одинаковыми.

7.2. Нагрузочные режимы трансформаторов

7.2.1. В зависимости от характера суточного или годового графика нагрузки и температуры охлаждающей среды допускаются систематические и аварийные перегрузки трансформатора.

Допустимые систематические перегрузки превышают номинальную нагрузку трансформатора, однако они не вызывают сокращения срока его службы, так как при этом износ витковой изоляции не превышает нормального.

Допустимые аварийные перегрузки трансформатора вызывают повышенный, в сравнении с нормальным, износ витковой изоляции, что может привести к сокращению установленного срока службы трансформатора, если повышенный износ со временем не будет компенсирован нагрузкой с износом витковой изоляции ниже нормального.

7.2.2. Значения и длительность допустимых систематических и аварийных перегрузок определяются для прямоугольного двухступенчатого или многоступенчатого графика нагрузки, в которые должны быть преобразованы фактические графики нагрузок согласно с ГОСТ 14209 – 97, а для сухих трансформаторов – согласно с ДСТУ 2767 – 94.

Параметры реального графика нагрузки определяются по данным измерительных приборов, которыми оснащен трансформатор.

Нагрузка трансформатора сверх его номинальной мощности допускается только при исправной и полностью включенной системе охлаждения трансформатора.

7.2.3. Допустимые перегрузки трансформаторов, изготовленных по ГОСТ 401 – 41 устанавливаются по ГОСТ 14209 – 69, но эквивалентная температура принимается на 5 °С выше расчетной для данной местности. Не допускаются перегрузки этих трансформаторов при среднесуточной температуре охлаждающего воздуха выше 30 °С.

7.2.4. При определении допустимых систематических перегрузок температуру охлаждающей среды за период действия графика нагрузки принимают такой, которая равна среднему значению, если при этом температура положительная и не изменяется более чем на 12 °С. Если температура охлаждающей среды изменяется более чем на 12 °С или если значение температуры охлаждающей среды отрицательное, необходимо использовать эквивалентные значения температуры, рассчитанные согласно с ГОСТ 14209 – 97.

При определении допустимых нагрузок охлаждающей среды принимают согласно с ее измеренным значением во время возникновения аварийной перегрузки.

7.2.5. Для трехобмоточного трансформатора допустимые перегрузки определяют для наиболее нагруженной фазы наиболее нагруженной обмотки.

7.2.6. Для суточного двухступенчатого прямоугольного графика нагрузки допустимые систематические нагрузки и аварийные перегрузки масляного трансформатора определяют согласно ГОСТ 14209 – 97, а для сухого трансформатора – согласно ДСТУ 2767 – 94.

7.2.7. Допустимые по величине и продолжительности аварийные перегрузки трансформатора указаны в приложении Е.

7.2.8. Граничные значения параметров, которые контролируются во время эксплуатации и ограничивают допустимые и

аварийные перегрузки трансформаторов, приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 - **граничные значения температуры и тока для режимов нагрузки трансформаторов, которая не превышает номинальную**

Тип нагрузки	Трансформаторы мощностью до 2,5 МВ*А	Трансформаторы средней мощностью до 100 МВ*А
Номинальный режим систематических нагрузок: - ток, отн. ед., - температура наиболее нагретой точки и металлических частей, которые прилегают к изоляционным материалам, °С	1,5	1,5
- температура масла в верхних слоях, °С	140	140
<i>Режим систематических длительных аварийных перегрузок:</i> - ток, отн. ед.,	1,8	1,5
- температура наиболее нагретой точки и металлических частей, которые прилегают к изоляционным материалам, °С	150	140
- температура масла в верхних слоях, °С	115	115
<i>Режим систематических длительных аварийных перегрузок:</i> - ток, отн. ед.,	2,0	1,8
- температура наиболее нагретой точки и металлических частей, которые прилегают к изоляционным материалам, °С	160	160
- температура масла в верхних слоях, °С	115	115

7.2.9. Относительный износ витковой изоляции трансформатора при необходимости следует определять согласно ГОСТ 14209 – 97.

При определении относительного износа витковой изоляции необходимо применять коэффициент f , значения которого приведены в ГОСТ 14209 – 97.

Аварийные режимы

7.3.1. Аварийными режимами работы считаются такие режимы, при которых они не могут находиться в работе длительное время, поскольку отклонение даже одного из основных его параметров от номинального значения при достаточной длительности создает угрозу повреждения или разрушения частей трансформатора.

7.3.2. При оперативных переключениях и внезапном снижении нагрузки повышение напряжения на трансформаторах в зависимости от длительности не должно превышать значений, приведенных в таблице 8.3.

Таблица 8.3 - **Допустимые превышения напряжения**

Параметр	Допустимые значения	
	20 мин.	20 сек.
Длительность превышения напряжения, не более	20 мин.	20 сек.
Предыдущая нагрузка в отношении к номинальному току ответвления, не более	0,50	1,00
Кратность напряжения в отношении к номинальному напряжению ответвления, не более	1,15	1,30

Количество превышений напряжения длительностью более 20 мин. не должно быть более 50 в течение года. Количество превышений напряжения длительностью 20 сек. не должно быть более 100 за срок службы трансформатора, установленный согласно ГОСТ 11677 – 85. При этом количество превышений напряжения не должно быть более 15 на протяжении одного года и более двух - на протяжении суток.

Промежуток времени между двумя превышениями напряжения длительностью 20 сек. и 20 мин. должен быть не менее одного часа. Если превышение напряжения длительностью 20 мин. произошло дважды (с часовым интервалом), то третий раз такое превышение допустимо только в аварийной ситуации и не ранее, чем через 4 часа.

При длительности превышения напряжения, промежуточном между двумя указанными выше длительности, допустимое напряжение равняется указанной в таблице 8.3. для большего из двух значений длительности.

Кроме того, при аварийных коммутациях допускаются кратковременные превышения напряжения частотой 50 Гц, значения и длительность которых указано в ГОСТ 1516.1 – 76.

В случаях, когда по условиям работы трансформатора не может быть обеспечено ограничение указанных выше допустимых значений превышений напряжения или длительность их воздействия, необходимо выполнить защиту от повышения напряжения.

7.3.3. Расчетные значения допустимых кратностей установившихся токов короткого замыкания, которые трансформаторы выдерживают без повреждения на протяжении допустимой длительности, определяются согласно ГОСТ 11677 – 85.

Наибольшая продолжительность допустимого значения короткого замыкания на вводах трансформатора: при замыкании на стороне НН ($U_{ном} \leq 35кВ$) - не более 4 сек., а при замыкании на сторонах ВН, СН и НН ($U_{ном} \geq 110 кВ$) - не более 3 сек.

7.4. Неисправности и аварии трансформаторов

7.4.1. Неисправности трансформаторов.

7.4.1.1. Неисправности трансформатора можно выявить во время осмотра, по действию предупредительной сигнализации и показывающих приборов, по результатам физико – химического анализа масла из бака трансформатора и контактора, по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов и профилактических испытаний.

7.4.1.2. При выявлении неисправностей необходимо принять меры по их устранению.

Если выявленные неисправности невозможно устранить без отключения трансформатора, трансформатор следует отключить.

Отключать трансформатор для более детального выяснения причин неисправности и последующего, при необходимости вывода в ремонт, необходимо в следующих случаях:

- сильный и неравномерный шум, потрескивание внутри трансформатора;
- работа газовой защиты на сигнал;
- ненормальный, постоянно возрастающий нагрев трансформатора при нормальной работе системы охлаждения и нагрузки не выше номинальной;
- появление трещин и сколов фарфора на вводах трансформатора, а также скользящих разрядов и следов перекрытия;
- выброс масла через предохранительные клапаны или трубу;
- износ предохранительной мембраны на баке трансформатора;
- течь масла, которая вызывает его уход из расширителя;
- присутствие в масле взвешенного угля, воды, большого количества механических примесей, кислая реакция масла, пониженное пробивное напряжение и пониженная температура вспышки масла более чем на 5 °С (в сравнении с результатами предыдущих испытаний).
- резкое изменение цвета масла;
- наличие дефектов твердой изоляции или текучих соединений, выявленных по результатам анализа растворенных в масле газов.

7.4.1.3. При снижении уровня в расширителе трансформатора или устройства РПН необходимо осмотреть трансформатор, определить причину снижения уровня масла и принять меры по его восстановлению.

Основной причиной снижения уровня масла в расширителе, как правило, является нарушение маслостойкости трансформатора. Если устранение течи без отключения трансформатора невозможно, необходимо принять меры по выводу трансформатора из работы для устранения течи и доливки масла.

В случае снижения масла при снижении температуры окружающего воздуха вследствие неправильно установленного уровня масла необходимо долить масло в расширитель.

При появлении сигнала о снижении уровня масла в расширителе бака контактора устройства РПН необходимо принять меры по запрету выполнения операций по переключению устройства РПН.

При появлении сигнала о высоком уровне масла в расширителе трансформатора или устройства РПН необходимо отрегулировать уровень масла в расширителе по средней температуре масла в баке трансформатора или в баке контактора устройства РПН.

Средняя температура масла в отключенном трансформаторе определяется по показаниям термосигнализатора за время $3t - 4t$ с момента отключения трансформатора (t – постоянная времени трансформатора, указанная в его паспорте).

При доливке масла, при необходимости, в работающий трансформатор для определения среднего значения температуры масла в баке трансформатора следует измеренное значение температуры верхних слоев масла уменьшить на 8 °С для системы охлаждения вида “М” и на 10 °С - для системы “Д”.

Уровень масла в отсеке расширителя устройства РПН устанавливается таким, чтобы показания маслоуказателя (при положительной температуре масла) соответствовали приблизительно середине шкалы маслоуказателя.

Переключения устройства РПН при уровне масла в отсеке расширителя бака контактора устройства РПН или в баке контактора ниже допустимого запрещаются.

7.4.1.5. При застревании устройства РПН в промежуточном положении необходимо принять меры к разгрузке трансформатора и выводу его из работы для устранения неисправности.

Для трансформаторов с устройством РПН реакторного типа (типа РНТ) предварительно попытаться завершить процесс переключения ключом дистанционного управления со щита управления.

Категорически запрещается доводка устройства РПН до положения рукояткой ручного управления или от кнопок местного управления на трансформаторе, находящемся под напряжением.

7.4.1.4. При повышении температуры масла выше допустимого значения выяснить причины повышения температуры и принять меры к их устранению, для чего:

- проверить величину нагрузки трансформатора и соответствие температуры масла этой нагрузке с учетом температуры окружающей среды;
- сверить показания термосигнализаторов между собой;
- проверить работу системы охлаждения, в частности открытое положение вентиля на радиаторах системы охлаждения.

7.4.1.5. При отключении электродвигателей обдува необходимо зафиксировать время отключения и контролировать температуру верхних слоев масла трансформатора. При невозможности оперативно устранить неисправность необходимо руководствоваться указаниями п. 7.1.13., 7.1.14. настоящей инструкции.

Трансформаторы с системой охлаждения вида “Д” при аварийном отключении всех вентиляторов дутья могут работать с номинальной нагрузкой в течение времени:

Температура окр. воздуха, °С	- 15	- 10	0	10	20	30
Доп. длительность нагрузки, час	60	40	16	10	6	4

7.4.2. Действие газовой защиты трансформатора на сигнал.

7.4.2.1. При срабатывании газовой защиты “на сигнал” следует немедленно разгрузить и отключить трансформатор для выяснения причин срабатывания газового реле.

7.4.2.2. Произвести внеочередной осмотр трансформатора. Если при осмотре трансформатора видимых повреждений не

обнаружено, следует отобрать пробы газа (при его наличии) и масла из газового реле для проведения химического анализа и проверки газа на горючесть и пробы масла из бака трансформатора для проведения хроматографического анализа.

Отбор проб газа производить в специальный бюрет с подсоленной водой либо в шприц или в резиновую емкость. При этом следует иметь в виду, что газ, отобранный в резиновую емкость, должен находиться в ней не более 1,5 – 2 часов.

7.4.2.2. Проверять газ на горючесть следует в помещении сразу после его отбора.

Если газ является горючим или в трансформаторе (по результатам анализа газа и хроматографического анализа растворенных в масле газов) содержатся продукты разложения изоляции или масла, а также при наличии явных признаков повреждения (потрескивание, сильный гул, щелчки и др.) трансформатор необходимо вывести в ремонт. Если газ негорючий и в нем отсутствуют продукты разложения изоляции, трансформатор с разрешения главного инженера предприятия может быть включен в работу после проведения профилактических испытаний с последующим контролем за выделением газа. Продолжительность работы трансформатора в этом случае определяется главным инженером предприятия. При увеличении количества появлений газа в реле трансформатор необходимо разгрузить и отключить для выявления причины появления газа.

7.4.3. Аварийное автоматическое отключение трансформатора.

7.4.3.1. При аварийном автоматическом отключении трансформатора действием защит необходимо действовать в соответствии с п.п. 6.2.3.1. - 6.2.3.6., 7.4.1.1, 7.4.1.2. настоящей инструкции.

7.4.3.2. При отключении трансформатора действием струйного защитного реле устройства РПН необходимо осмотреть трансформатор, крышку бака контактора устройства РПН и защитное реле. При этом необходимо убедиться в том, что работа струйного реле не была ложной, обратить внимание на состояние предохранительной мембраны и уровень масла в расширителе бака контактора.

Включение трансформатора в работу после срабатывания струйного защитного реле или предохранительной мембраны производить только после ревизии контактора устройства РПН, замены (при необходимости) металлокерамических контактов, токоограничивающих резисторов, масла в баке контактора. Указанные работы необходимо выполнять согласно с указаниями инструкции по эксплуатации устройства РПН.

7.4.4. Пожар на трансформаторе

7.4.4.1. При возникновении пожара на трансформаторе необходимо снять с него напряжение, если он не отключился автоматически действием защит, вызвать пожарную команду, известить руководство предприятия и далее действовать в соответствии с «Инструкцией по тушению пожаров на подстанциях 35-110кВ электрических сетей».

При тушении пожара следует принять меры по предотвращению распространения огня исходя из сложившейся ситуации.

При невозможности в ближайшее время ликвидировать пожар основное внимание следует уделить защите от огня расположенных рядом трансформаторов и другого неповрежденного оборудования.

Тушить пожар трансформатора рекомендуется с использованием распыленной воды, химической пены и других средств пожаротушения.

8. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И КОНТРОЛЬ ЗА СОСТОЯНИЕМ ТРАНСФОРМАТОРОВ

8.1.1. Для поддержания трансформатора в работоспособном состоянии на протяжении всего периода эксплуатации необходимо регулярно осуществлять техническое обслуживание трансформатора. Устанавливаются следующие виды планового технического обслуживания трансформатора:

- технический осмотр;
- профилактический контроль.

Кроме того, в процессе эксплуатации необходимо осуществлять внеплановое техническое обслуживание, обусловленное появлением в межремонтный период неисправностей трансформатора или его аварией.

Техническое обслуживание необходимо выполнять в соответствии с требованиями этого раздела и в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации составных частей комплектующих изделий.

Рекомендованный объем и периодичность работ по техническому обслуживанию трансформатора и его составных частей приведен в дополнении.

8.1. Техническое обслуживание и контроль за состоянием трансформаторов

8.1.1. Технический осмотр трансформатора следует производить согласно п. 6.1.4. настоящей инструкции.

Дополнительно необходимо проверить:

- отсутствие посторонних шумов, повышенных вибраций, которые приводят к повреждению или к неправильной работе составных частей, приборов и аппаратуры, установленных на трансформаторе;
- соответствие показаний счетчиков количества переключений приводов устройств РПН количеству осуществленных переключений;

8.1.2. Технический осмотр составных частей трансформатора необходимо выполнять в соответствии с инструкциями по эксплуатации этих частей.

8.1.2. Периодичность технических осмотров трансформаторов без его отключения устанавливается в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» и «Картой – графиком работы оперативного персонала групп подстанций»: на подстанциях с постоянным дежурством персонала - один раз в сутки, без постоянного дежурства персонала – три раза в месяц. В зависимости от местных условий и состояния трансформаторов указанные сроки могут быть изменены техническим руководством предприятия.

При резком снижении температуры окружающего воздуха или при других резких изменениях погодных условий, при появлении сигналов о неисправности трансформатора необходимо осуществлять внеочередные осмотры.

Трансформаторные установки периодически (не реже одного раза в месяц) должны осматриваться специалистами соответствующих подразделений.

8.1.4. Результаты осмотров должны быть отражены в соответствующей документации: оперативном журнале и журнале дефектов и неполадок оборудования подстанции.

8.1.5. Трансформаторы, находящиеся в работе, следует осматривать с соблюдением ДНАОП 1.1.10 – 1.01 – 97, т.е. не приближаться на недопустимое расстояние к токоведущим частям.

8.2. Профилактический контроль

Во время профилактического контроля предусматривается выполнение работ по проверке трансформаторного масла, профилактических испытаний трансформатора, а также выполнения регламентных работ в межремонтный период по замене изношенных частей и материалов (резиновые уплотнения, силикагель фильтров и др.).

8.2.1. Эксплуатация трансформаторного масла.

8.2.1.1. В процессе эксплуатации трансформаторного масла необходимо периодически контролировать состояние трансформаторного масла бака трансформатора и баке контактора устройства РПН, в негерметичных маслonaполненных вводах.

Должен производиться хроматографический анализ газов, растворенных в масле трансформаторов, оборудованных устройствами РПН, трансформаторов напряжением 110 кВ и выше.

Периодичность отбора проб масла указана в таблице 9.1.

Отбор проб производится на работающем трансформаторе или сразу после его отключения.

Для проб масла, взятых с бака контактора устройства РПН, необходимо определить пробивное напряжение и влагосодержание.

Оценку результатов хроматографического анализа растворенных в масле газов следует выполнять согласно РД 34.46.303-89.

8.2.2. Профилактические испытания трансформатора

8.2.2.1. Профилактические испытания трансформатора необходимо проводить во время текущих и капитальных ремонтов для проверки состояния трансформатора, находящегося в эксплуатации, и одновременно качества ремонта. При необходимости профилактические испытания допускается проводить в межремонтный период во время планового технического обслуживания с целью контроля состояния изоляции трансформатора, если есть признаки ее ухудшения, например, в результате снижения качества масла.

Испытания трансформатора также необходимо проводить после аварии, если она не сопровождалась пожаром.

Таблица 9.1 - Периодичность отбора проб масла

Место отбора	Периодичность отбора	
	для физико – химического анализа	для хроматографического анализа растворенных в масле газов
Бак трансформатора	Через 10 дней, один месяц, три месяца, после включения, впоследствии – один раз в три года, а также при аварийном отключении трансформатора	Через 3 дня, 1 месяц, 3 месяца, 6 месяцев после включения и далее – один раз в 6 месяцев, а также при аварийном отключении трансформатора и при действии газового реле “на сигнал”
Бак контактора устройства РПН	Через каждые 5000 (РНОА) 3000 (РС) или 50000 (SCV, SDV-3) но не реже одного раза в год	Не выполняется
Вводы на напряжение 110 кВ и выше	Согласно инструкции на вводы	

8.2.2.2. Профилактические испытания необходимо выполнять в объеме, предусмотренным типовым ГКД 34.20.302 – 2002. При этом замер характеристик изоляции обмоток трансформатора (R_{60} / R_{15} , t_{gd}) следует выполнять согласно схем, приведенных в его паспорте.

В трансформаторах мощностью 63 МВ*А и более необходимо выполнять замер Z_k необходимо выполнять не только при первом вводе в эксплуатацию, но и во время капитальных ремонтов, а также после протекания через трансформатор токов 0,7 и более допустимого расчетного тока короткого замыкания трансформатора (ГОСТ 11677 – 85).

В зависимости от вида работ объем проверок может быть ограничен проверкой контрольных параметров, которые наиболее четко выявляют дефект, что может быть допущено при выполнении данного вида работ. Например, после замены ввода достаточно ограничиться проверкой сопротивления изоляции обмоток постоянному току и масла бака трансформатора, а также измерениям сопротивления изоляции его обмоток.

Результаты испытаний необходимо сравнивать с установленными параметрами. Если измеренная величина не нормируется, ее необходимо сравнивать с данными предыдущих испытаний или аналогичных испытаний на однотипном трансформаторе.

Допустимые отклонения значения Z_k от значений, измеренных на месте установки трансформатора при его первом включении в работу, должны составлять не более 3%, а от значения, вычисленного по паспортным данным – не более 5%.

Основные методические указания по испытаниям трансформатора приведены в ГОСТ 3484 – 88 и РД 16.363 – 87.

Измерение Z_k трансформаторов необходимо выполнять согласно типовой методике.

Результаты всех испытаний необходимо выполнять протоколами, в которых кроме результатов измерений и испытаний привести данные про приборы и схемы испытаний, температуры обмоток масла и другие, необходимые для сравнения результатов испытаний, выполненных в разное время.

8.2.2.3. Результаты испытаний не могут являться единым и достаточным критерием для оценки состояния трансформатора.

Для оценки состояния трансформатора необходимо применять системный подход, который учитывает результаты всех испытаний, в том числе и дополнительных перед ремонтом (например, измерение сопротивления короткого замыкания),

ведомостей предыдущей эксплуатации трансформатора, данные осмотра и внутреннего ремонта.

Анализ состояния трансформатора включает:

- систематизацию и анализ режимов работы трансформатора, при этом особое внимание уделяется рассмотрению аварийных режимов, допустимых нагрузок и перегрузок;
- систематизацию и анализ отказов и неисправностей трансформаторного оборудования и составных частей (в том числе контрольно – измерительной аппаратуры);
- оценка результатов работы с текущей эксплуатации, выявление узлов, которые работают сверх нормативного ресурса;
- систематизацию и анализ результатов проверки трансформаторного масла и профилактических испытаний трансформатора с определением тенденции их изменений; при этом особое внимание следует уделять анализу растворенных в масле газов и характеристикам масла, которые свидетельствуют про уровень загрязнения и старения. Для оценки состояния изоляции трансформаторов на напряжение 110 кВ и выше необходимо применять макеты изоляции.

Программа дополнительных и внутреннего осмотра должна составляться с учетом результатов анализа состояния трансформатора, условий эксплуатации, особенностей его конструкции.

Окончательную оценку состояния трансформатора следует осуществлять по результатам всех испытаний и измерений и сравнением их с результатами предыдущих испытаний и измерений с учетом анализа данных по его эксплуатации.

По результатам оценки состояния трансформатора принимается решение про сроки проведения соответствующего ремонта.

Регламентные работы

8.2.3.1. Для своевременного выполнения регламентных работ необходимо вести учет длительности работ узлов и материалов, склонных к износу или старению (силикагель фильтров и др.).

8.2.3.2. Замену силикагеля и холщовой прокладки в термосифонных и адсорбционных фильтрах допускается выполнять на работающем трансформаторе.

Для заполнения фильтра следует применять силикагель марки КСКГ согласно ГОСТ 3956 – 76Е. Силикагель, который находился в эксплуатации, необходимо просушить до остаточного влагосодержания не более 0,5% по (массе).

Периодичность замены силикагеля указана в приложении Е.

При замене силикагеля особое внимание следует обращать на удаление воздуха из фильтров, руководствуясь при этом инструкцией по эксплуатации термосифонного и адсорбционного фильтров.

8.2.3.3. Для заполнения воздухоосушителя необходимо применять силикагель марки КСКГ, пропитанный хлористым кальцием и просушенный до остаточного влагосодержания не более 0,5% (по массе).

Патрон заполнять индикаторным силикагелем согласно ГОСТ 8984 – 75.

Одновременно с заменой силикагеля следует очищать внутреннюю полость и замену масла в масляном затворе, руководствуясь указаниями инструкции по эксплуатации воздухоосушителя.

8.2.3.4. Смазывать шарниры и трущиеся детали передачи устройства РПН серии РНОА необходимо через каждые шесть месяцев тугоплавкой, незамерзающей смазкой.

Смену масла в редукторах приводов устройств РПН необходимо выполнять согласно указаний инструкции по эксплуатации.

8.2.3.5. Не реже одного раза в 6 месяцев необходимо проверять исправность сигнализации отключения вентиляторов обдува.

8.2.3.6. При оперативном отключении трансформатора необходимо оставлять в работе цепи сигнализации маслоуказателей, отсечного клапана и газового реле (защиты РПН).

9. ЭКСПЛУАТАЦИЯ УСТРОЙСТВ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ ОТПАЕК ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРОВ

9.1. Общие положения

9.1.1. Для обеспечения изменения коэффициента трансформации трансформаторов, с целью регулирования напряжения, применяются переключающие устройства (далее - ПУ) отпаек обмоток трансформаторов, которые разделяются на две группы:

- ПУ, которые осуществляют переключения на трансформаторе, находящемся в работе под нагрузкой - устройства РПН;
- ПУ, которые осуществляют переключения на невозбужденном отключенном от сети трансформаторе - устройства ПБВ.

9.1.2. Устройства РПН разделяются на два вида:

- реакторные устройства РПН - медленнодействующие, у которых токоограничивающим элементом является отдельный токоограничивающий реактор;
- резисторные устройства РПН - быстродействующие РПН, у которых токоограничивающим элементом является активное сопротивление (резистор), который, как правило, устанавливается в контакторе. Время обтекания током резисторов составляет до нескольких десятков миллисекунд.

В эксплуатации находятся следующие типы устройств РПН:

- реакторные устройства - РНТ-13, РНТ-13А;
- резисторные устройства -

Все трансформаторы без РПН и обмотки СН трехобмоточных трансформаторов РПН оснащены переключающими устройствами ПБВ, которые имеют, как правило, ручной привод на пять положений для регулирования напряжения в диапазоне $\pm (2,5 * 2)\%$ следующих типов:

- ПБ - барабанного типа однофазные с кольцевыми контактами на токи 400 А и более;
- ПТ – 6 - барабанного типа трехфазные;
- ПТЛ - барабанного типа трехфазные с ламельными контактами на ток до 400 А;
- ПТР - трехфазные переключатели с ламельными контактами на ток 400 А класса напряжения 10 кВ.

9.1.3. Для всех устройств переключения ПБВ основными профилактическими работами являются осмотры привода, устранения протекания через сальник (при их появлении), подтяжкой нажимной гайки при каждом переключении, а при их отсутствии - один раз в шесть месяцев осуществлять прокрутку ПБВ по всему диапазону.

Ремонт ПБВ необходимо производить согласно с заводской инструкцией во время капитального ремонта трансформатора.

9.2. Эксплуатация устройств РПН

9.2.1. Устройства РПН должны эксплуатироваться согласно инструкции завода-изготовителя.

9.2.2. 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.

9.2.3. 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.

9.2.4. 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.

9.2.5. 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.

9.2.6. 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;

9.2.7. При повреждении блок автоматического управления должен быть отключен и устройство РПН следует перевести на дистанционное управление;

9.2.8. 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.

9.2.9. 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.

9.2.10. В схеме управления устройства РПН должны постоянно быть включены блокировки, не позволяющие приводить переключающие устройства в действие при токе, превышающим допустимый ток для данного переключающего устройства, а для быстродействующих РПН - при понижении температуры масла в контакторе до температуры до -25°C .

9.2.11. 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.

9.2.12. 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.

9.2.13. 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 .

9.2.14. При включении находящегося в резерве трансформатора с быстродействующим устройством РПН, оборудованным электроподогревом, в зимний период при температуре окружающей среды ниже -20°C (или если перед днем включения температура была ниже -25°C) должна включаться автоматическая система обогрева контакторов на 13–15 часов независимо от указаний п.9.2.13. настоящей инструкции. 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.

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

9.3. Текущее обслуживание и ремонт РПН

9.3.1. 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 уставок.

9.3.2. 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.

9.3.3. Через каждые шесть месяцев следует смазывать внешние трущиеся узлы и детали привода переключателя устройством незамерзающей смазкой марки ЦИАТИМ-201 или ГОИ-54. незамерзающей смазкой

9.3.4. Смену масла в баках контакторов необходимо производить при снижении пробивного напряжения ниже норм, пробу масла отбирать согласно таблицы 9.1, но не реже одного раза в год.

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

9.3.5. 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 переключателей 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 переключателя устройства.

Внеочередные осмотры контакторов переключателей устройств проводят в сроки, указанные в инструкциях заводоизготовителей.

9.3.6. 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 переключателя устройства.

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

9.3.7. 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.

9.3.8. 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.

9.3.10. 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.

11. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

11.1. Трансформаторы напряжением 110 кВ необходимо заливать маслом под вакуумом согласно с РД 16.363 – 87.

Трансформаторы напряжением ниже 110кВ можно заливать маслом без вакуума.

Трансформаторы напряжением до 150кВ можно заливать маслом с температурой не ниже 10°C .

11.2. После включения под напряжение трансформаторов после монтажа или ремонта масло, залитое в них, должно подвергаться сокращенному анализу.

В трансформаторах напряжением 110кВ и выше, кроме того, измеряют $\text{tg}\delta$ при двух температурах.

11.3. Трансформаторное масло, находящееся в эксплуатации, должно подвергаться сокращенному анализу и измерению

tgд согласно ГҚД 34.20.302-2002 в сроки, указанные в них, а также после текущего ремонта трансформаторов. Порядок отбора проб масла указан в Приложении №3 настоящей инструкции.

11.4. Масло из контакторов устройств РПН проверяется на наличие влаги и пробивное напряжение. При снижении пробивного напряжения масла ниже нормированных значений или при обнаружении воды согласно с ГОСТ 1547-84 или ГОСТ 7822-75 масло необходимо заменить. Кроме того, масло необходимо менять после достижения количества переключений, указанных в заводской инструкции на данный тип переключателя.

11.5. Масло с трансформаторов мощностью 630 кВ?А и менее не отбирается.

Внеочередной отбор пробы масла для сокращенного анализа необходимо производить при уменьшении сопротивления изоляции, при появлениях признаков внутреннего повреждения трансформатора (выделение газа, посторонние шумы внутри трансформатора и др.).

Из герметизированных трансформаторов без расширителя пробы масла отбираются по согласованию с заводом-изготовителем.

11.6. Трансформаторное масло следует испытывать согласно требований ГҚД 34.20.302-20025. Если характеристики изоляции трансформатора и вводов ухудшились в сравнении с нормами, необходимо определить зависимость характеристик изоляции от масла и температуры.

11.7. Масло, впервые залитое в трансформатор, а также находящееся в эксплуатации, по всем показателям должно соответствовать требованиям ГҚД 34.20.302-2002.

11.8. Производить очистку, доливку и регенерацию масла допускается как на отключенном, так и на работающем трансформаторе. Работы выполняются согласно Приложению №3 настоящей инструкции.

При необходимости доливки масла в трансформатор следует иметь в виду, что масла разных марок, которые имеют антиокислительные присадки, как и различные масла, не имеющие присадок, могут беспрепятственно смешиваться в любых количествах.

Смешивать масло без присадки с маслом с присадкой не допускается. Это может привести к ухудшению стабильности смеси.

Смешивать масла необходимо согласно ГҚД 34.43.101-97.

11.9. Для поддержания необходимого качества изоляционного масла в эксплуатации и замедления его старения масло в трансформаторах с массой масла более 1000 кг и более должно подвергаться непрерывной регенерации в термосифонных или адсорбционных фильтрах.

Если в трансформатор залито масло, не имеющее антиокислительной присадки, рекомендуется вводить в масло стабилизирующие присадки.

Трансформаторы напряжением 110 кВ и выше должны иметь воздухоосушительные фильтры для замедления процесса увлажнения масла. Периодичность замены сорбента в фильтрах указана в Приложении №3 настоящей инструкции.

11.10. Масло в негерметичных маслonaполненных вводах должно быть защищено от увлажнения и старения при помощи воздухоосушительных фильтров с масляными затворами или других устройств.

Масло в масляных затворах вводов на напряжение 110кВ, не имеющие воздухоосушителей, необходимо менять один раз в год, а вводов, имеющих воздухоосушители - один раз в 4 года.

Сорбент в воздухоосушителях необходимо менять по мере его увлажнения, но не реже одного раза в год.

11.11. При ненормальном повышении уровня масла в расширителе, определяемом по маслоуказателю, необходимо выяснить причины его повышения.

При этом запрещается открывать пробки, краны, прочищать отверстия дыхательной трубки без отключения оперативного тока газовой защиты.

12. РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРОВ

12.1. Текущий ремонт

12.1.1. Для проведения текущего ремонта трансформатор выводится из работы. Текущий ремонт трансформатора и устройства РПН проводится один раз в год. При этом межремонтный период трансформаторов, установленных в месте повышенного загрязнения, может быть уменьшен. 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 пр.)

12.1.2. При текущем ремонте трансформатора необходимо выполнить следующие работы:

- очистить трансформатор, составные части и комплектующие устройства от грязи и масла; проверить отсутствие воздуха кратковременным открытием воздухопускных пробок;
- осмотреть составные части трансформатора, доступ к которым затруднен на работающем трансформаторе (газовое и защитное реле, маслоплотность воздухопускных пробок, встроенных трансформаторов тока, крышек баков контакторов устройств РПН, маслоуказателей, внешних токоведущих контактных соединений и др.);
- устранить неисправности, выявленные в процессе осмотра и эксплуатации;
- проверить работу стрелочных маслоуказателей и других устройств и приборов, установленных на трансформаторе, руководствуясь требованиями инструкций по эксплуатации этих устройств и приборов;
- выполнить регламентные работы, предусмотренные во время текущего ремонта, если срок их проведения совпадает со сроком проведения текущего ремонта (см. Приложение №2 настоящей инструкции);
- проверить состояние оборудования, установленного в шкафу дутья и привода устройства РПН, а также работу схемы управления системы охлаждения и устройства РПН;
- проверить и, при необходимости, отрегулировать уровень масла в трансформаторе и маслonaполненных составных частях;
- обновить поврежденные лакокрасочные покрытия внешних поверхностей; лакокрасочные покрытия должны совмещаться с нанесенными ранее, светло-серого или темно-серого цвета;
- отобрать пробы масла из бака трансформатора и бака контактора для испытаний и проведения анализа;
- испытать трансформатор, составные части и комплектующие узлы согласно с типовым ГҚД 34.20.302-2002;
- проверить состояние верхних уплотнений высоковольтных вводов с учетом тяжения ошиновки;

12.1.3. Сливать масло из газового реле и производить замену реле следует только при закрытых задвижках с обеих сторон газового реле при открытом кране для выпуска воздуха.

Заполнять газовое реле маслом с расширителя следует постепенным открыванием задвижки со стороны расширителя до появления течи масла через открытый кран газового реле. После этого необходимо закрыть кран и полностью открыть

задвиги с обеих сторон газового реле.

12.1.4. Сливать масло с защитного реле РПН и производить его замену следует следующим образом:

- открыть кран слива масла с бака контактора и после начала слива масла закрыть кран между корпусом защитного реле и расширителем устройства РПН;

- открыть пробку для выпуска воздуха из бака контактора;

- после слива масла с бака контактора ниже уровня установки защитного реле (объем масла, которое сливается, предварительно определить путем расчета) закрыть кран;

Заполнять защитное реле маслом с расширителя необходимо медленным открыванием крана со стороны расширителя до появления течи масла через открытую пробку для выпуска воздуха с бака контактора. После этого закрыть пробку и полностью открыть кран.

При необходимости, долить маслом расширитель устройства РПН согласно схемы рисунка установки расширителя и инструкции по эксплуатации устройства РПН.

Производить замену контактов контактора и масла в баке контактора устройства РПН необходимо согласно требований инструкции по эксплуатации этого устройства.

12.2. Капитальный ремонт трансформаторов

12.2.1. Первый капитальный ремонт трансформаторов (для основных трансформаторов на объекте) необходимо выполнять не позднее, чем через 12 лет после их ввода в работу с учетом результатов профилактических испытаний; для других трансформаторов, а в дальнейшем и для основных - при необходимости, в зависимости от результатов электрических испытаний и измерений, и состояния трансформатора.

12.2.2. Во время капитального ремонта необходимо руководствоваться требованиями инструкций по эксплуатации составных частей и комплектующих изделий.

Требования к материалам, составным частям и комплектующим изделиям, которые применяются при капитальном ремонте трансформатора, указаны в общих технических условиях на капитальный ремонт трансформаторов.

12.2.3. Во время капитального ремонта необходимо выполнять работы, направленные на обновление эксплуатационных характеристик трансформатора и его составляющих.

При подготовке к ремонту и в процессе его выполнения необходимо:

- произвести замеры характеристик изоляции, потерь и тока холостого хода, сопротивления обмоток постоянному току, сопротивления короткого замыкания, проверить коэффициент трансформации, выполнить анализ трансформаторного масла из бака трансформатора и из бака контактора устройства РПН, вводов согласно установленных норм;
- произвести тщательный внешний осмотр и составить перечень внешних дефектов (дефектный акт), которые подлежат устранению во время ремонта;
- слить масло из бака, проверив при этом работоспособность маслоуказателя, демонтировать вводы, расширитель, охлаждающие устройства и др.;
- снять верхнюю часть бака (при необходимости);
- произвести тщательный осмотр активной части и проверить усилия опрессовки обмоток;
- проверить изоляцию элементов ярма;
- произвести осмотр устройств РПН и отводов;
- проверить заземление узлов активной части мегаомметром;
- выполнить ремонт ярма, обмоток, отводов, устройства РПН;
- выполнить ремонт и покраску бака, расширителя, газоотводных трубопроводов;
- выполнить проверку защитных контрольных сигнальных устройств;
- выполнить проверку, испытание, ремонт высоковольтных вводов согласно инструкции по их эксплуатации;
- выполнить проверку и ремонт оборудования обдува;
- выполнить проверку и ремонт устройства РПН согласно инструкции по его эксплуатации;
- выполнить проверку и ремонт привода устройства РПН;
- выполнить проверку цепей управления и сигнализации системы охлаждения;
- произвести очистку или замену масла;
- произвести сушку изоляции;
- произвести необходимые испытания и измерения.

12.2.4. Подпрессовку (опрессовку) обмоток необходимо выполнять согласно с РДН 34-38-058-91.

Места установки гидродомкратов и усилия прессовки обмоток указаны на чертежах активной части, которые входят в комплект эксплуатационной документации.

12.2.5. Снятие, при необходимости, верхней части бака выполнить следующим способом:

- слить масло с бака трансформатора;
- демонтировать систему охлаждения, вводы, расширитель, лестницу, газоотводные патрубки, привод устройства РПН (зафиксировать его положение) и др.;
- поддерживая краном устройство РПН, снять болты его крепления к баку, опустить устройство на технологический кронштейн, укрепленный на активной части;
- через соответствующие люки на крышке бака вывернуть верхние распорные болты;
- снять болты разъема бака и поднять верхнюю часть его краном согласно схемы на габаритном чертеже.

12.2.6. В разъемах, которые подверглись разборке, проверить состояние резиновых уплотнений, и, при необходимости, заменить их. При этом на поверхностях деталей из резины не должно быть:

- радиальных полос и поперечных складок;
- врезов по периметрам, углах отверстий под болт;
- недопрессовок и воздушных пузырей, пористости на торцах;
- расслоений на торцах, расхождений стыка и утолщений стыков более допуска на толщину детали.

Прокладки должны быть соосны посадочному месту, не растягиваться между отверстиями, не образовывать волн на месте установки.

Во время монтажа резиновых прокладок необходимо:

- во время установки прокладок на склоне или вертикальной поверхности (без отверстий под болты) фиксировать их в нескольких местах при помощи клея 88-Н или аналогичного;
- устанавливать прокладку по среднему диаметру уплотняемой поверхности;

- во время сборки прокладку зажимать до величины 0,7 ее толщины, при этом затягивать крепления необходимо постепенно по диагонали по кругу до полного зажима прокладки;
- во время зажатия производить контроль сжатия прокладки, применяя щупы, калибры, ограничители и измерительные инструменты: линейку, штангенциркуль;
- проследить, чтобы после сборки прокладка не выходила за границу внешнего диаметра фланца.

12.3. Внеплановое техническое обслуживание трансформаторов напряжением 110кВ

- 12.3.1. Доливать масло в трансформатор следует через расширитель, согласно схеме чертежа установки расширителя.
 12.3.2. Доливать масло в бак контактора устройства РПН следует через его расширитель согласно схеме чертежа установки расширителя трансформатора и инструкции по эксплуатации устройства РПН.
 12.3.3. Доливать масло в герметичные вводы, при необходимости, следует дегазированным маслом согласно с указаниями инструкции по их эксплуатации.

Допустимые перегрузки силовых трансформаторов

Допустимые аварийные перегрузки масляных трансформаторов без учета предыдущей нагрузки

Длительность перегрузки на протяжении суток, час	Перегрузки по току в зависимости от температуры °С, охлаждающей среды во время перегрузки											
	Минус 25			Минус 20			Минус 10			0		
	М	Д	ДЦ	М	Д	ДЦ	М	Д	ДЦ	М	Д	ДЦ
0,5	2,0	1,8	1,6	1,9	1,7	1,6	1,7	1,6	1,5	1,7	1,5	1,4
1,0	1,9	1,7	1,6	1,9	1,6	1,5	1,7	1,5	1,5	1,7	1,5	1,4
2,0	1,9	1,7	1,5	1,8	1,6	1,5	1,7	1,5	1,5	1,6	1,5	1,4
4,0	1,8	1,6	1,5	1,7	1,6	1,5	1,6	1,5	1,4	1,6	1,4	1,4
8,0	1,7	1,6	1,5	1,7	1,5	1,5	1,6	1,5	1,4	1,6	1,4	1,4
24,0	1,7	1,6	1,5	1,6	1,5	1,5	1,6	1,5	1,4	1,5	1,4	1,4
Длительность перегрузки на протяжении суток, час	Перегрузки по току в зависимости от температуры °С, охлаждающей среды во время перегрузки											
	10			20			30			40		
	М	Д	ДЦ	М	Д	ДЦ	М	Д	ДЦ	М	Д	ДЦ
0,5	1,7	1,4	1,4	1,5	1,3	1,3	1,4	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2
1,0	1,6	1,4	1,4	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,3	1,2	1,2
2,0	1,5	1,4	1,3	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,3	1,2	1,1
4,0	1,5	1,3	1,3	1,4	1,3	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1
8,0	1,5	1,3	1,3	1,4	1,3	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1
24,0	1,5	1,3	1,3	1,4	1,3	1,2	1,3	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1

Объем и периодичность работ по техническому обслуживанию трансформаторов и их составных частей приведены в таблице Б.1.

Таблица Б.1.

Наименование работ	Операции контроля	Регламентные и ремонтные операции	Периодичность
1	2	3	4
1. Трансформатор			
1.1. Внешний осмотр	+	-	Согласно п.8.1.2. настоящей инструкции
1.2. Контроль уровня масла	+	-	- / -
1.3. Контроль температуры масла	+	-	- / -
1.4. Отбор проб масла для испытания и анализа	-	+	Согласно таблицы 9.1. настоящей инструкции
1.5. Периодические испытания изоляции	-	+	Согласно типовых ГҚД 34.20.302-2002
1.6. Профилактический текущий ремонт	-	+	Один раз в год согласно п.12.1. настоящей инструкции
1.7. Профилактический капитальный ремонт	-	+	Первый раз – в зависимости от состояния трансформатора, но не позднее чем через 12 лет, в дальнейшем – при необходимости, в зависимости от состояния трансформатора
2. Система охлаждения			
2.1. Внешний осмотр	+	-	При внешнем осмотре трансформатора
2.2. Текущий ремонт	-	+	Ежегодно
2.3. Замена подшипников в электродвигателях вентиляторов	-	+	По истечении ресурса подшипников
2.4. Осмотр автоматических выключателей и контактных поверхностей магнитных пускателей	+	-	Один раз в год, а также после каждого отключения тока повреждения
2.5. Проверка сопротивления изоляции электрических цепей	-	+	Один раз в три года
1	2	3	4
3. Расширители, стрелочные маслоуказатели, воздухоосушители			
3.1. Очистка внутренней поверхности от загрязнений	-	+	Во время ремонта со сливом масла
3.2. Проверка технического состояния стрелочного маслоуказателя	-	+	При текущем ремонте трансформатора
3.3. Контроль состояния силикагеля и уровня масла в масляном затворе воздухоосушительного фильтра	+	-	При внешнем осмотре трансформатора
3.4. Замена силикагеля в воздухоосушительном фильтре	-	+	При изменении цвета отдельных зерен индикаторного силикагеля
4. Устройства РПН			
4.1. Внешний осмотр и проверка положения привода	+	-	При внешнем осмотре трансформатора
4.2. Контроль количества выполненных переключений	+	-	Один раз в месяц
4.3. Отбор проб масла для испытаний и анализа	-	+	Согласно таблице 9.1. настоящей инструкции
4.4. Ревизия контактора	-	+	При каждом срабатывании защитного реле или разрыве предохранительной мембраны

4.5. Замена масла в баке контактора	-	+	Согласно инструкции по эксплуатации устройства РПН
4.6. Замена контактов контактора	-	+	Согласно инструкции по эксплуатации устройства РПН
4.7. Периодические испытания	-	+	- / -
4.8. Снятие окисной пленки с поверхности контактов	-	+	Согласно п.9.3.7. настоящей инструкции
4.9. Проверка смазки шарниров и трущихся деталей передачи устройства РПН	-	+	Один раз в 6 месяцев
4.10. Профилактический текущий ремонт	-	+	Ежегодно, а также после определенного количества переключений согласно инструкции по эксплуатации РПН
4.11. Смена смазки в редукторе привода устройства РПН	-	+	Согласно инструкции по эксплуатации устройства РПН
1	2	3	4
5. Адсорбционные фильтры			
Замена силикагеля	-	+	Первая - через 1 год после включения, в последующем - по состоянию масла, в частности при увеличении tgd до значения, составляющее 0,7 допустимого