
ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»



**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ОАО «ФСК ЕЭС»**

**СТО 56947007-
29.180.01.116-2012**

ИНСТРУКЦИЯ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Стандарт организации

Дата введения: 02.03.2012
Дата введения изменений: 13.10.2014

ОАО «ФСК ЕЭС»
2012

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации - ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения», общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним - ГОСТ 1.5-2001, правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации - ГОСТ Р 1.5-2004.

Сведения о стандарте организации

1. РАЗРАБОТАН: ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС».
2. ВНЕСЁН: Департаментом инновационного развития.
3. УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ:
 Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 02.03.2012 № 113.
4. СОГЛАСОВАН: с ОАО «СО ЕЭС» письмом от 14.02.2012 № Б15-19-2125.
5. ИЗМЕНЕНИЯ ВВЕДЕНЫ: Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 13.10.2014 № 460
 (включено примечание № 5 в таблице 3 на странице 12).
6. ИЗМЕНЕНИЯ СОГЛАСОВАНЫ: с ОАО «СО ЕЭС» письмами от 13.05.2014
 № Б15-19-5815, от 01.07.2014 № Б15-19-7912.
7. ВВЕДЁН: с изменениями от 13.10.2014 (ПОВТОРНО).

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в Департамент инновационного развития ОАО «ФСК ЕЭС» по адресу: 117630, Москва, ул. Ак. Челомея, д. 5А, электронной почтой по адресу: vaga-na@fsk-ees.ru.

Настоящий стандарт организации не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ОАО «ФСК ЕЭС».

Содержание

1 Область применения	4
2 Нормативные ссылки	4
3 Термины и определения.....	4
4 Общие положения	5
5 Режимы работы	7
5.1 Нормальный режим работы	7
5.2 Допустимые повышения напряжения и защита от перенапряжений	7
5.3 Руководство по нагрузкам трансформаторов	10
5.4 Работа систем охлаждения.....	14
5.5 Параллельная работа трансформаторов	15
5.6 Обеспечение стойкости эксплуатируемых трансформаторов при КЗ.....	15
6 Оперативно-техническое обслуживание.....	17
7 Эксплуатация трансформаторного масла	20
8 Испытания трансформаторов в эксплуатации.....	21
9 Действия персонала при неисправности трансформатора.....	21
10 Эксплуатация и текущий ремонт устройств РПН	23
11 Ремонты трансформаторов без замены обмоток и изоляции	28
12 Меры безопасности при эксплуатации трансформаторов	32
13 Требования к ведению технической документации трансформаторов.....	33
Приложение А (обязательное) Эксплуатационный лист регистрации повышений напряжения длительностью 20 мин и более	34
Приложение Б[7] п. 6 (обязательное) Проведение испытаний трансформаторного оборудования со сверхнормативным сроком службы свыше 30 лет или находящегося в ухудшенном состоянии для определения перегрузочной способности	35
Приложение В [7] п. 7 (обязательное) Анализ результатов испытаний на перегрузочную способность и технические решения по дальнейшему режиму эксплуатации трансформаторов (автотрансформаторов)	38
Приложение Г [7] п. 8 (обязательное) Анализ возможности и организация контроля перегрузочной способности в режиме эксплуатации с применением систем автоматической диагностики	41
Библиография	51

1 Область применения

Настоящая Инструкция распространяется на силовые масляные трансформаторы и автотрансформаторы общего назначения, трехфазные мощностью не менее 5 кВ·А и однофазные мощностью не менее 1 кВ·А классов напряжения до 750 кВ включительно, в том числе, регулировочные трансформаторы, включаемые в нейтраль главных трансформаторов, и на линейные регулировочные трансформаторы, включаемые в обмотку НН.

Инструкция не распространяется на трансформаторы специального назначения (для электропечей, преобразовательных установок и т.п.).

2 Нормативные ссылки

В настоящей Инструкции использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р 52719–2007 Трансформаторы силовые. Общие технические условия.

ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 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 (с Изменениями N 1-2).

ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия (с Изменениями N 1-4).

ГОСТ 11920-85 Трансформаторы трехфазные силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. Технические условия (с Изменением N 1).

ГОСТ 12965-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения класса напряжения 110 и 150 кВ. Технические условия (с Изменениями N 1-3).

ГОСТ 14209-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N 1).

ГОСТ 16110-82 Трансформаторы силовые. Термины и определения.

ГОСТ 17544-85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. Технические условия (с Изменением N 1).

ГОСТ 26522-85 Короткие замыкания в электроустановках, Термины и определения.

ГОСТ 30830-2002 Трансформаторы силовые. Часть 1. Общие положения.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 30830, ГОСТ 16110 и ГОСТ 26522, а также принят термин с определением:

ухудшенное состояние трансформатора - Состояние трансформатора, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, приблизилось к предельному значению, установленному нормативно-технической документацией.

4 Общие положения

4.1 Контроль нагрузки трансформаторов осуществляют посредством амперметров, если не оговорено иначе в заводском руководстве по эксплуатации. Для двухобмоточных трансформаторов с нерасщепленной обмоткой НН амперметр включают в одну фазу, а для трехобмоточных трансформаторов (и двухобмоточных трансформаторов с расщепленной обмоткой НН) – в одноименные фазы сторон ВН, СН, НН (ВН, НН1, НН2).

В трехобмоточных автотрансформаторах, к обмоткам низкого напряжения которых подключены средства компенсации реактивной мощности, нагрузка или генератор, должен быть организован контроль тока общей обмотки.

На неиспользуемых третичных обмотках трехобмоточных автотрансформаторов с соотношением напряжений ВН/СН менее 2 (в первую очередь при сочетаниях классов напряжений 750/500, 500/330 и 330/220 кВ) должен быть установлен контроль возбуждения магнитной системы по показаниям щитового киловольтметра обмотки НН.

На подстанциях, оборудованных АСУ ТП, контроль режимов нагрузки проводится с помощью компьютеризированных систем контроля и управления.

4.2 Техническое освидетельствование трансформаторов проводится по истечении установленного нормативно-технической документацией срока службы согласно п 1.5.2 [1].

4.3 Нагрев трансформатора при работе контролируют по температуре верхних слоев масла и температуре наиболее нагретой точки обмотки. Температура верхних слоев измеряется термометрами или термосигнализаторами. Температура наиболее нагретой точки обмотки при наличии системы мониторинга трансформатора определяется расчетом по температуре масла и току нагрузки или первичными датчиками.

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

4.4 Трансформаторы необходимо эксплуатировать с включенной релейной защитой, в том числе защитой от внутренних повреждений и защитой от грозовых и коммутационных перенапряжений.

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

4.5 Требования к устройствам защиты и контроля уровня масла.

4.5.1 Для контроля уровня масла в трансформаторе на маслоуказателе должны быть нанесены контрольные метки для следующих температур масла (в неработающем трансформаторе):

- минус 45, плюс 15, плюс 40 °С – для исполнения У1;
- минус 60, плюс 15, плюс 40 °С – для исполнения УХЛ1, ХЛ1.

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

4.5.3 Маслонаполненные вводы должны работать (храниться) с постоянно включенными устройствами защиты масла от окисления и увлажнения.

4.6 Полость предохранительной (выхлопной) трубы должна быть соединена с полостью расширителя, причем соединительный патрубок должен быть выше предельного уровня масла в расширителе.

Должна быть обеспечена возможность контроля целостности мембраны предохранительной трубы при осмотре трансформатора.

Мембрана предохранительной трубы должны быть изготовлена из стекла, если не оговорено иначе в заводской инструкции.

При капитальном ремонте следует заменять выхлопную трубу на предохранительные клапаны.

4.7 Требования к лакокрасочным покрытиям и надписям.

4.7.1 Баки трансформаторов должны быть окрашены краской, стойкой к воздействию масла. У трансформаторов наружной установки краска должна иметь светлые тона и быть стойкой к атмосферным воздействиям.

4.7.2 На баках трехфазных трансформаторов и групп однофазных трансформаторов должны быть четкие надписи, указывающие подстанционные номера и присвоенные им единые диспетчерские наименования; в закрытых подстанциях допускается наносить диспетчерские наименования на стене над трансформатором. На однофазных трансформаторах должна быть нанесена расцветка фаз. Другие надписи выполняются по решению технического руководителя энергообъекта.

4.7.3 При наличии переключающего устройства (разъединителя) для включения резервной фазы необходимо следить, чтобы каждый разъединитель имел ясную расцветку фаз и резервный трансформатор буквенные обозначения начала и конца обмоток.

4.8 Требования к условиям работы газового реле.

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

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

4.8.3 Кран, установленный на маслопроводе между газовым реле и расширителем (или автоматический клапан) должен быть постоянно открыт.

4.8.4 Провода вторичных цепей, присоединенных к газовому реле и трансформаторам тока, должны быть надежно защищены от механических повреждений и разъедания изоляции маслом.

4.9 Требования к охлаждающим устройствам.

4.9.1 Комбинированная система охлаждения М/Д/ДЦ должна иметь автоматическое управление в зависимости от тока нагрузки согласно 5.4.1 и 5.4.2.

4.9.2 Для системы охлаждения Ц, НЦ (во избежание попадания воды в масло при аварийной остановке маслонасоса) необходимо, чтобы статический напор масла в охладителе систем охлаждения Ц, НЦ превышал максимальное избыточное рабочее давление воды не менее чем на 0,02-0,03 МПа, что должно быть обеспечено соответствующим расположением охладителей и системой подачи охлаждающей воды.

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

5 Режимы работы

5.1 Нормальный режим работы

5.1.1 При эксплуатации трансформаторов должен поддерживаться нормальный режим работы трансформатора, при котором его параметры (напряжение, ток и температура верхних слоев масла) не отклоняются от номинальных более чем допустимо согласно ГОСТ 11677 и ГОСТ Р 52719.

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

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

а) плюс 95 °С – в трансформаторах с естественным или дутьевым охлаждением (М, Д);

б) плюс 75 °С – в трансформаторах с охлаждением ДЦ.

В трансформаторах с охлаждением Ц температура масла на входе в охладитель не должна превышать 70 °С.

5.1.4 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.

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

5.1.6 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 (или воды на входе в охладитель), температуру верхних слоев масла, токи и напряжения всех сторон.

5.2 Допустимые повышения напряжения и защита от перенапряжений

5.2.1 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 1.

Таблица 1 – 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

5.2.2 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.

5.2.3 Для трансформаторов 110-750 кВ допустимые в условиях эксплуатации кратковременные повышения напряжения частотой 50 Гц не должны превышать, в соответствии с ГОСТ 1516.3 и [1], относительных значений, указанных в таблице 2.

Указанные в таблице 2 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 2 – 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	-	-	-	$\frac{1,10}{1,10}$	-	-	$\frac{1,25}{1,25}$	$\frac{1,90}{1,50}$	$\frac{2,00}{1,58}$
500	$\frac{1,025}{1,025}$	$\frac{1,05}{1,05}$	$\frac{1,075}{1,075}$	$\frac{1,10}{1,10}$	$\frac{1,15}{1,15}$	$\frac{1,20}{1,20}$	$\frac{1,25}{1,25}$	$\frac{1,90}{1,50}$	$\frac{2,00}{1,58}$
750	$\frac{1,025}{1,025}$	$\frac{1,05}{1,05}$	$\frac{1,075}{1,075}$	$\frac{1,10}{1,10}$	$\frac{1,15}{1,15}$	$\frac{1,20}{1,20}$	$\frac{1,25}{1,25}$	$\frac{1,67}{1,50}$	$\frac{1,76}{1,58}$

* 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 2 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 2, 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 0,1 с.

3 Допустимые продолжительные повышения напряжения для трансформаторов классов напряжения до 35 кВ включительно мощностью до 630 кВ·А включительно устанавливают в стандартах или технических условиях на эти трансформаторы, ГОСТ 11677 и ГОСТ Р 52719.

4. 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.

В случае вынесенного устройства РПН (например, последовательного регулировочного трансформатора) автотрансформатор вместе с этим устройством должны рассматриваться как единое целое согласно ГОСТ 11677 и ГОСТ Р 52719.

5. При превышении напряжения в соответствии с пп. 3, 4 примечаний напряжение на любой стороне не должно превышать наибольшее рабочее напряжение, установленное ГОСТ 721.

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 напряжения 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 2. Для длительностей 0,1 и 1 с количество повышений напряжений не регламентировано.

5.2.4 Независимо от значений по таблице 2, по условию нагрева магнитопровода повышение напряжения в долях номинального напряжения установленного ответвления должно быть ограничено при 20 мин до 1,15, при 20 с - до 1,3.

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

5.2.6 Дополнительные указания, связанные с одновременным воздействием повышенного напряжения на несколько видов электрооборудования и с организационно-техническими мероприятиями по предупреждению повышений напряжения сверх указанных норм, даны в [1].

5.2.7 Защита трансформаторов (включая защиту нейтралей) от перенапряжений посредством вентильных разрядников или ограничителей перенапряжений должна осуществляться в соответствии с указаниями [1, 2, 3].

5.2.8 В соответствии с [2], 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.

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

5.2.10 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.

5.2.11 В соответствии с [2], для защиты нейтрали обмоток 110-150 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.

5.2.12 В нейтрали трансформатора, изоляция которой не допускает разземления, установка разъединителей не допускается.

5.2.13 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.

5.2.14 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 нейтралью.

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

5.3 Руководство по нагрузкам трансформаторов

5.3.1 Нормы продолжительных круглосуточных нагрузок (перегрузок), а также допустимых аварийных перегрузок с возможным повышенным износом бумажной изоляции провода даны в таблицах 3-6 в виде допустимого коэффициента перегрузки $K_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} / I_{\text{ном}}$, 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 $K_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} / I_{\text{ном отв}}$, где

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

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

Таблица 3 – Нагрузочная способность трансформаторов

Категория нагрузки (перегрузка)	Допустимый коэффициент перегрузки $K_{\text{доп}}$ (о. е.) при температуре охлаждающего воздуха (воды), $\theta_{\text{в}}$, °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 ⁵	1,25	1,25	1,25	1,25	1,20	1,15	1,08

Таблица 4 – 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), $\theta_{\text{в}}$, °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

Таблица 5 – 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), $\theta_{\text{в}}$, °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

Таблица 6 – Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов с системой охлаждения ДЦ (OFAF) и Ц (OFWF) со сроком эксплуатации до 30 лет

Продолжительность перегрузки, ч	Допустимый коэффициент перегрузки $K_{\text{доп}}$ (о. е.) при температуре охлаждающего воздуха (воды), $\theta_{\text{в}}$, °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 $\theta_{в}$ 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, а для трансформаторов с системой охлаждения Ц - температуре воды на входе в теплообменник.
- 5 Не применять для трансформаторов со сроком эксплуатации 30 лет и более или находящихся в ухудшенном состоянии.

5.3.3 При перегрузках трансформаторов длительностью 20 минут и менее допустимые коэффициенты аварийной перегрузки $K_{доп}$ принимаются большими из двух значений: приведенных в таблицах 4 – 6 для продолжительности перегрузки 0,5 часа (в зависимости от мощности и системы охлаждения трансформатора) и указанных в таблице 7:

Таблица 7

Продолжительность перегрузки, мин	Допустимый коэффициент перегрузки $K_{доп}$ (о. е.) при температуре охлаждающего воздуха (воды), $\theta_{в}$, °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

5.3.4 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, ГОСТ 14209;
- 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 СО 34.45.51.300 [5] и МЭК 60076-7 [4] для недопущения газовыделения твердой изоляции.

5.3.5 Для трансформаторов, классифицированных по техническому состоянию как «ухудшенное» согласно [6], нагрузочная способность устанавливается по результатам испытаний в соответствии с [7] и приложений Б, В, Г настоящей Инструкции. Испытания трансформаторов выполняются с целью выявления локальных перегревов и усиления ионизационных процессов.

5.3.6 Указанные в таблице 3 значения допустимых коэффициентов $K_{доп}$ должны быть снижены на 0,2 в случае, если установленные на трансформаторе герметичные вводы находятся на особом контроле (например, проводится учащенный анализ растворенных в масле газов).

Если номинальный ток ввода на 20 % выше номинального тока трансформатора, то значения коэффициента $K_{\text{доп}}$ можно принимать по таблице 3. Для этого случая, решение о возможном снижении перегрузки принимает технический руководитель энергообъекта.

5.3.7 Для трансформаторов 220 кВ, перечисленных в [8] п. 7.1, у которых не реконструированы обмотки (сильный нагрев торцевых катушек из-за разбухания толстой дополнительной изоляции и пр.), перегрузки не допустимы.

5.3.8 При продолжительных перегрузках с возможным повышенным износом изоляции и при кратковременных аварийных перегрузках, в соответствии с таблицей 3, должны быть приняты меры по усилению охлаждения трансформаторов: включены все вентиляторы дутья, резервные охладители.

5.3.9 Для условий работы автотрансформаторов согласно п. 4.1 необходимо выполнить ограничения по току в общей обмотке. Допустимый ток ($I_{\text{доп.оо}}$) в общей обмотке не должен превышать значение:

$$I_{\text{доп.оо}} = K_{\text{доп}} \cdot I_{\text{оо.ГОСТ}}, \quad (1)$$

где $K_{\text{доп}}$ - по таблице 3,

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

5.3.10 Для автотрансформаторов мощностью свыше 100 МВА в соответствии с п. 6.27 ГОСТ Р 52719 следует принимать коэффициенты $K_{\text{доп}}$ для продолжительных круглосуточных нагрузок (перегрузок), указанные в заводском руководстве по эксплуатации автотрансформаторов конкретного типа.

5.3.11 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).

5.3.12 Трансформаторы мощностью до 250 МВА с охлаждением ДЦ и Ц при аварийном прекращении искусственного охлаждения (прекращение работы вентиляторов при системе охлаждения ДЦ, циркуляции воды при системе охлаждения Ц или при одновременном прекращении работы водяных и масляных насосов при системе охлаждения Ц, 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.

5.3.13 Для трансформаторов мощностью 250 МВА и более допустимы режимы по п. 5.3.12 при условии, что температура верхних слоев масла не превышает 75 °С, если иное не оговорено в нормативной документации трансформаторов данного типа.

5.3.14 Если однофазные трансформаторы, соединенные в трехфазную группу, имеют разные напряжения КЗ ($U_{\text{к}}$) (отношение максимального значения $U_{\text{к}}$ к минимальному более 1,2), то необходимо контролировать ток по той фазе, в которой напряжение КЗ минимально.

5.3.15 Для трансформаторов с направленной циркуляцией масла в обмотках (система охлаждения НЦ, НДЦ) допустимы нагрузки и перегрузки в соответствии с руководством по эксплуатации трансформатора завода-изготовителя.

5.4 Работа систем охлаждения

5.4.1 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.

5.4.2 На трансформаторах с принудительной циркуляцией воздуха и масла (охлаждение вида ДЦ, НДЦ) и на трансформаторах с принудительной циркуляцией воды и масла (охлаждение вида Ц, НЦ) 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.

При номинальной нагрузке разность температур масла на входе и выходе из охладителя Ц (НЦ) должна быть не менее 10 °С.

5.4.3 Допускается работа трансформаторов, имеющих охлаждение ДЦ или Ц, при полном или частичном отключении вентиляторов или прекращении циркуляции воды с сохранением циркуляции масла с нагрузкой до номинальной включительно, если температура верхних слоев масла не выше 45 °С.

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

5.4.4 Включение и отключение трансформаторов в зимнее время.

5.4.4.1 Включение трансформаторов на номинальную нагрузку допускается:

- с системами охлаждения М и Д при любой отрицательной температуре воздуха;

- с системами охлаждения ДЦ и Ц при температуре окружающего воздуха не ниже минус 25 °С. При более низких температурах трансформатор должен быть предварительно прогрет включением на нагрузку около 0,5 номинальной без запуска системы циркуляции масла до достижения температуры верхних слоев масла минус 25 °С, после чего должна быть включена система циркуляции

масла. В аварийных условиях допускается включение трансформатора на полную нагрузку независимо от температуры окружающего воздуха;

- с системой охлаждения НЦ (с направленным потоком масла в обмотках)
- в соответствии с заводскими руководствами по эксплуатации.

5.4.4.2 Циркуляционные насосы у трансформаторов с охлаждением ДЦ и Ц следует включать при температуре масла не ниже минус 25 °С, а насосы с экранированным статором (серии ЭТЦЭ) - при температуре не ниже минус 20°С.

5.4.4.3 При наличии в системе охлаждения Ц, НЦ пускового насоса, при температуре ниже минус 10 °С сначала включают пусковой насос, затем рабочие насосы.

5.4.4.4 В зимнее время во избежание замораживания воды в трубах охладителей включение водяного насоса допустимо после прогрева масла и достижения им температуры не ниже 15 °С на входе в охладитель.

5.4.4.5 В зимнее время при отключении трансформаторов с системами охлаждения Ц, НЦ должен быть обеспечен спуск воды из охладителей или утепление их с проведением других мероприятий во избежание замораживания.

5.5 Параллельная работа трансформаторов

5.5.1 Параллельная работа трансформаторов, имеющих одинаковое номинальное напряжение, допускается при условии:

- а) тождественности групп соединения обмоток;
- б) равенства коэффициентов трансформации (с предельными отклонениями согласно ГОСТ Р 52719);
- в) равенства напряжений короткого замыкания (с предельными отклонениями согласно ГОСТ Р 52719).

При этом не требуется особая проверка нагрузочной способности по фактору параллельной работы.

5.5.2 Допускается параллельная работа трансформаторов при неравных (сверх стандартных допусков) напряжениях короткого замыкания и/или коэффициентах трансформации, если ни одна из обмоток не нагружена более допустимых нагрузок по подразделу 5.3.

5.5.3 Допускается параллельная работа двух- и трехобмоточных трансформаторов на всех обмотках, а также двухобмоточных с трехобмоточными, если ни одна из обмоток параллельно включенных трансформаторов не нагружается более ее допустимой нагрузки по подразделу 5.3.

5.5.4 Включение трансформаторов на параллельную работу допустимо только после предварительной фазировки.

5.6 Обеспечение стойкости эксплуатируемых трансформаторов при КЗ

5.6.1 В таблице 8 приведены особенности конструкций трансформаторов недостаточно стойких при КЗ.

Таблица 8 – Трансформаторы недостаточно стойкие при КЗ

Типы и категории трансформаторов	Автотрансформатор АТДЦТН-250000/500	Повышающие трехфазные трансформаторы 400 МВА, изготовленные до 1991 г включительно, классов напряжения, кВ
----------------------------------	-------------------------------------	--

		220	330	500
Нестойкая обмотка	Общая («СН»)	НН (наружный слой)	ВН2	НН
Стандартное напряжение КЗ, % ВН-СН ВН-НН	10,5	11,0	11,5	13,0
Признак нестойкой модификации	1. Пониженное напряжение КЗ ($\approx 10,5\%$) 2. Внутреннее расположение обмотки РО - регулировочной (неудачное по тепловому режиму)	Двухслойная обмотка НН или наличие центра ВН2	Наличие центра ВН2	Двухслойная обмотка НН
Фактически допустимый ток КЗ стороны ВН, кА	1,6	3,8	2,1	1,6

Примечание - К недостаточно стойким при КЗ принадлежат также следующие трансформаторы 35-500 кВ:

- трансформаторы 35 кВ по ГОСТ 11920: серии ТМН мощностью 2,5; 4,0; 6,3 МВА и серии ТД мощностью 10 и 16 МВА;

- трансформаторы собственных нужд, например, ТРДН-32000/35, без буквы «С» в конце обозначения типа (в отличие от них, серия ТРДНС условного класса напряжения 35 кВ обладает необходимой стойкостью при КЗ и ударных толчках нагрузки);

- трансформаторы 110 кВ по ГОСТ 12965 типов ТДН-16000/110, ТРДЦН-63000/110, ТРДЦН-80000/110;

- нестандартные автотрансформаторы АДЦТНГ-125000/220, изготовленные в 60-х годах с номинальным напряжением СН = 115 кВ (и с расположением обмотки РО внутри общей обмотки);

- автотрансформаторы 330-500 кВ, изготовленные ранее года, указанного в 5.6.4, автотрансформаторы АОДЦТН-333000/750/330, изготовленные до 1974 г., а также все автотрансформаторы типа АДЦТ(Г)-240000/330.

5.6.2 Если фактически допустимый ток КЗ, указанный в таблице 8, меньше начального значения периодической составляющей тока КЗ стороны ВН (при КЗ на зажимах НН повышающих трансформаторов, на зажимах СН автотрансформаторов) необходимо выполнить следующие мероприятия:

а) измерение сопротивления КЗ (Z_k) на отключенном трансформаторе;

б) ограничение воздействий токов КЗ (для автотрансформаторов) изменением режима работы АПВ по 5.6.6.

5.6.3 После протекания тока КЗ, превышающего фактически допустимый ток, указанный в таблице 8, измерить сопротивления КЗ (Z_k) на отключенном трансформаторе.

5.6.4 Перечень более стойких к токам короткого замыкания автотрансформаторов:

АДЦТН-125000/330/110, АДЦТН-200000/330/110 выпуска после 1980 г.;

АТДЦТН-250000/500/110 выпуска по ГОСТ 17544 с напряжением короткого замыкания между обмотками ВН-СН 13,0 %;

АОДЦТН-167000/500/220 выпуска после 1975 г. с напряжением короткого замыкания между обмотками ВН-СН 11,0 %;

АОДЦТН-267000/500/220 выпуска после 1980 г. с напряжением короткого замыкания между обмотками ВН-СН 11,5 %.

5.6.5 Для указанных в п. 5.6.4 автотрансформаторов, если начальное значение периодической составляющей тока КЗ на выводах СН при КЗ на стороне СН автотрансформатора превышает 0,8 допустимого тока $I_{\text{доп.гост}}$ трехобмоточного режима КЗ, рассчитанного по ГОСТ Р 52719 на основном ответвлении устройства РПН, следует выполнять мероприятия по изменению режима работы АПВ по п. 5.6.6.

5.6.6 Для ограничения числа опасных воздействий токов КЗ на обмотки трансформатор следует:

а) выбрать очередность включения выключателей при АПВ линии с таким расчетом, чтобы линия (если нет других ограничений) включалась с конца, противоположного подстанции, на которой установлен автотрансформатор;

б) если выполнение требований о включении автотрансформатора с конца, противоположного подстанции не представляется возможным, следует выполнить токовую блокировку устройства АПВ. Уставку максимальных реле тока выбирают по фактически допустимому току КЗ; для автотрансформаторов АТДЦТН-250000/500/110 по таблице 8 это значение равно 1,6 кА по стороне ВН.

5.6.7 Для ограничения однофазных токов КЗ в сетях в нейтрали автотрансформаторов может быть установлено токоорганичивающее устройство по согласованию с заводом-изготовителем автотрансформатора.

5.6.8 Для автотрансформаторов, указанных в п. 5.6.1, и других нестойких при КЗ трансформаторов мощностью 63 МВА и более наиболее частым видом деформаций обмоток под действием электродинамических сил является потеря радиальной устойчивости (потеря круглой формы обмотки) внутренних обмоток НН, СН, общей обмотки, обмотки ВН2. При этом деформация охватывает существенную часть высоты обмотки. Наиболее эффективным средством выявления таких повреждений служат измерения сопротивления КЗ, предусмотренные в [5]. Для остальных трансформаторов мощностью 63 МВА и выше следует использовать специальные методы диагностики (частотный анализ, низковольтные импульсы (НВИ)), выявляющие и другие виды деформаций (осевые, полегание проводов, скручивание и раскручивание обмоток, деформации отводов и пр.) [9, 10].

6 Оперативно-техническое обслуживание

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

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

- произвести физико-химический анализ масла в баке трансформатора в соответствии с требованиями [5] (таблица 22), а в баке контактора согласно руководству по эксплуатации устройства РПН;

- измерить характеристики изоляции R_{60} и $\text{tg}\delta$ 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.

6.3 Проверить показания всех термодатчиков и соответствие уровня масла в расширителе температуре масла в баке трансформатора.

6.4 Убедиться в открытии: отсечного клапана; запорной арматуры на маслопроводах системы охлаждения и газового реле; отсутствии воздуха в газовом реле.

6.5 Проверить соответствие указателей положения всех устройств РПН и ПБВ, заземление бака, отсутствие посторонних предметов на трансформаторе и течи масла.

6.6 Закоротить неиспользуемые вторичные обмотки трансформаторов тока.

6.7 Проверить подсоединение к линейным вводам и нейтрали разрядников, ограничителей перенапряжений, входящих в схему защиты трансформатора в соответствии с проектом.

6.8 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.

6.9 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.

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

6.11 Сигнальные контакты газового реле следует включить на отключение.

6.12 Произвести проверку действия всех предусмотренных защит. Проверка должна быть оформлена документом.

6.13 Перед включением трансформатора, оснащенного системой мониторинга, включить систему.

6.14 Включение трансформатора под напряжение необходимо производить с защитами, задействованными на отключение. Включение трансформатора под напряжение производить не ранее чем через 12 ч после последней долировки масла для трансформаторов 110-500 кВ и 20 ч для трансформаторов 750 кВ и не ранее 48 часов после монтажа термосифонного или абсорбционного фильтров.

6.15 Включение трансформатора в сеть.

6.15.1 Включение в сеть трансформатора может осуществляться толчком на полное напряжение.

6.15.2 Первое включение под напряжение толчком трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более следует проводить 2-3 раза, после чего оставить трансформатор на холостом ходу на 2 ч. После этого трансформатор можно нагружать.

6.15.3 При включении в работу трансформатора с охлаждением Ц, НЦ необходимо сначала включить масляный насос, а затем водяной (или открыть задвижки по воде), отключают в обратном порядке.

6.16 Контроль нагрузки трансформатора и температуры верхних слоев масла должен проводиться в сроки, установленные техническим руководителем энергообъекта в зависимости от степени загрузки, времени года, назначения, места установки и технического состояния трансформатора.

6.17 При производстве каждого переключения устройств ПБВ необходимо производить их прокрутку по 10 раз из одного крайнего положения в другое, если не оговорено иначе в руководстве по эксплуатации завода-изготовителя.

6.18 Осмотр трансформаторов.

6.18.1 Работающие трансформаторы следует осматривать с соблюдением правил безопасности согласно [11].

6.18.2 Осмотры трансформаторов без отключения производить в сроки, установленные техническим руководителем энергообъекта в зависимости от их назначения, места установки, технического состояния и указаний заводов - изготовителей.

6.18.3 При осмотрах трансформаторов следует проверять:

- состояние фарфоровых изоляторов, покрышек высоковольтных вводов, установленных на трансформаторах разрядников, определяя наличие или отсутствие трещин, сколов фарфора, загрязнений;

- целостность и исправность манометров (в системах охлаждения), устройств пленочной и азотной защиты, герметичных вводов, термосигнализаторов и термометров, маслоуказателей, газовых реле, мембраны выхлопной трубы; замену мембраны производить на аналогичную, изготовленную заводом-изготовителем;

- положение автоматических отсечных клапанов на трубе к расширителю;

- состояние индикаторного силикагеля в воздухоосушителях, наличие масла в масляном затворе;

- состояние фланцевых соединений маслопроводов (наличие течи масла) системы охлаждения, бака и других узлов: вводов, устройств РПН, термосифонных (адсорбционных) фильтров;

- отсутствие течей масла и механических повреждений на трансформаторе и его узлах; исправность элементов заземляющего устройства;
- исправность системы охлаждения; уровень масла в расширителях бака трансформатора, устройства РПН и вводов; давление масла в герметичных вводах;
- показания счетчика переключений устройств РПН;
- состояние контактных соединений заземления бака;
- давление масла и воды в системах охлаждения ДЦ, Ц, НЦ;
- исправность сигнализации циркуляции масла, охлаждающей воды, останова вентиляторов, включения резервного охладителя или источника питания. При неисправной сигнализации не разрешается оставлять трансформаторы с системами охлаждения ДЦ, Ц, НЦ в работе;
- разность температур масла на входе и выходе из охладителя Ц (НЦ);
- состояние гравийной подсыпки в приемке под трансформатором.

6.18.4 При резких изменениях погодных условий, по указанию технического руководителя энергообъекта, следует провести внеочередные осмотры трансформаторов. Внеочередные осмотры трансформаторов на подстанциях с дежурным персоналом обязательны при появлении у диспетчера сигнала газового реле или показаниях приборов температурного контроля сверх указанных в п. 5.1.3.

7 Эксплуатация трансформаторного масла

7.1 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, Ц, НЦ (если она проводится отдельно от заливки бака), замена адсорбентов, засыпаемых в фильтры, и введение ингибиторов окисления согласно [12].

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

7.3 Трансформаторы, вводимые в эксплуатацию впервые или после капитального ремонта, следует заливать (доливать) трансформаторным маслом под вакуумом согласно таблице 9.

Таблица 9 – 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

7.4 Для трансформаторов с сильно изношенной бумажной изоляцией обмоток указанная в таблице 9 степень вакуумирования может быть опасной. Технология обработки масла (включая степень вакуумирования) при

состарившейся твердой изоляции должна быть выбрана по решению технического руководителя энергосистемы (энергообъекта).

7.5 Масло, заливаемое и залитое в бак трансформатора, следует испытывать в соответствии с [5].

7.6 Проверка масла из бака контакторов устройств РПН должна выполняться согласно п. 10.20.

7.7 Избыточное давление масла в охладителях систем охлаждения ДЦ, Ц, НЦ должно быть на 0,1-0,2 МПа выше, чем воды.

8 Испытания трансформаторов в эксплуатации

8.1 Виды испытаний трансформаторов в эксплуатации:

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

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

8.3 Испытания при капитальном ремонте: при сдаче в капитальный ремонт, в процессе ремонта и после ремонта трансформатор должен подвергаться испытаниям по предварительно утвержденной программе, составленной в соответствии с [5, 13, 14].

8.4 Объем и периодичность испытаний и измерений при текущем ремонте и между ремонтами установлены в [5, 12, 15].

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

8.6 Результаты всех испытаний должны быть оформлены 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.

8.7 Протоколы испытаний хранят в течение всего времени эксплуатации трансформатора.

9 Действия персонала при неисправности трансформатора

9.1 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.

9.2 При обнаружении неисправности в трансформаторе, устранение которых без отключения трансформатора невозможно, решение о выводе в

ремонт принимается руководителем энергообъекта по согласованию с системным оператором, если трансформатор является объектом диспетчеризации.

9.3 В сетях 110-220 кВ при появлении неполнофазного режима питания трансформаторов, работающих с изолированной нейтралью, оперативные действия по заземлению нейтрали этих трансформаторов не допускаются, см. также п. 5.2.15.

9.4 При медленном снижении уровня масла в расширителе ниже нормальной отметки в процессе снижения нагрузки или понижения температуры окружающего воздуха необходимо принять меры к выяснению и устранению причин неисправности и долить в трансформатор масло.

9.5 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.

9.6 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.

9.7 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, НДЦ, Ц, НЦ, сверх указанной в пп. 5.4.1 - 5.4.3, трансформатор должен быть отключен.

9.8 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.

9.9 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.

9.10 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.

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

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

10 Эксплуатация и текущий ремонт устройств РПН

10.1 Устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) должны эксплуатироваться согласно руководствам по эксплуатации заводоизготовителей. Местные инструкции должны быть составлены на основе требований заводских руководств по эксплуатации и требований настоящего раздела.

10.2 Устройства РПН трансформаторов должны постоянно находиться в работоспособном состоянии. Предпочтителен автоматический режим РПН.

10.3 По согласованию с системным оператором допускается устанавливать неавтоматический режим регулирования напряжения (например, при неисправностях и режимах работы трансформатора, при которых блок автоматического управления не может быть использован) путем дистанционного переключения РПН с пульта управления, если колебания напряжения в сети находятся в пределах, удовлетворяющих требования потребителей электроэнергии.

Число переключений должно фиксироваться счетчиком числа переключений.

10.4 При работе трансформаторов, снабженных устройством РПН с блоком автоматического управления приводом РПН (БАУ РПН), должны быть обеспечены вывод БАУ РПН из работы и выдача сигнализации неисправности при:

а) невыполнении команды на переключение (застревании контактов избирателя в промежуточном положении, неисправность приводного механизма);

б) выходе из строя БАУ РПН;

в) исчезновении питания привода устройства РПН и БАУ РПН.

10.5 При параллельной работе трансформаторов, снабженных устройствами РПН с БАУ РПН, должны быть дополнительно обеспечены вывод БАУ РПН из работы и сигнализация неисправности при рассогласовании коэффициентов трансформации трансформаторов.

10.6 Блок автоматического управления при его повреждении должен быть отключен, устройство РПН следует перевести на дистанционное управление.

10.7 При отказе схемы дистанционного управления устройство РПН следует перевести на местное управление (при наличии последнего) и принять срочные меры по выявлению и устранению неисправности.

10.8 Переключение устройств РПН трансформатора, находящегося под напряжением, вручную (рукояткой) запрещается.

10.9 В схеме управления устройств РПН должны быть постоянно включены блокировки, не позволяющие производить переключение устройства при токе, превышающем допустимый ток для данного переключающего устройства, возникновении рассогласования положений у однофазных устройств

РПН и при понижении температуры масла в контакторе резисторных устройств РПН ниже минус 25 °С.

10.10 При осмотрах дежурным персоналом реакторных устройств РПН (устройств РПН с токоограничивающими реакторами) необходимо обращать внимание на следующее:

а) соответствие положений на указателях в приводном механизме и щите управления;

б) соответствие положений на указателях приводных механизмов параллельно работающих трансформаторов;

в) строгое соответствие фиксированному положению приводного механизма;

г) уровень масла в баке контакторов (он должен быть в пределах отметок, нанесенных на маслоуказателе);

д) внешнее состояние доступных осмотру элементов устройства РПН.

10.11 При осмотре дежурным персоналом резисторных устройств РПН (быстродействующих устройств РПН с токоограничивающими резисторами) необходимо обращать внимание на следующее:

а) соответствие положений на указателях в приводном механизме и щите управления;

б) соответствие положений на указателях приводных механизмов на устройствах РПН, имеющих пофазное управление, и параллельно работающих трансформаторов;

в) строгое соответствие фиксированному положению приводных механизмов в пределах допусков по лимбу;

г) наличие необходимого уровня масла в отсеке расширителя или баке контакторов;

д) уплотнение заглушек и разъемов (течи масла недопустимы);

е) состояние защитной мембраны бака контактора;

ж) работу обогревателей в приводах и шкафах управления обогревом (в зимний период);

з) состояние воздушного промежутка: корпус контактора – разрядник (сокращение изоляционного расстояния посторонними предметами недопустимо);

и) состояние гибких спусков к вводам ВН или СН, на которых установлено устройство РПН;

к) внешнее состояние доступных осмотру элементов устройства РПН.

10.12 Переключающими устройствами РПН трансформаторов разрешается оперировать при температуре верхних слоев масла минус 20 °С и выше для погружных резисторных устройств РПН и минус 45 °С и выше для устройств РПН с токоограничивающими реакторами, а также для переключающих устройств с контактором, расположенным на опорном изоляторе вне бака трансформатора и оборудованным устройством искусственного подогрева.

10.13 Эксплуатационный персонал обязан вести учет работы устройств РПН. Количество переключений, проведенных переключающим устройством и

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

10.14 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 проверить:

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

10.15 Наблюдение за приводным механизмом заключается в его периодических осмотрах, во время которых подтягиваются ослабевшие винты и гайки, проверяется состояние контактов реле и других приборов, наличие смазки на трущихся деталях механизма и в масленках.

10.16 При эксплуатации приводных механизмов EM-1 устройств РПН серий SAV, SCV, SDV, изготовленных до 1983 г. и установленных на трансформаторах АОДЦТН-167000/500/220, АТДЦТН-250000/500/110, следует:

- а) обеспечить герметичность шкафов, обращая внимание на уплотнения кабельных вводов и дверцы шкафа;
- б) регулярно (два раза в год) производить осмотры и чистку аппаратуры, установленной в шкафу;
- в) периодически контролировать исправность устройств обогрева;
- г) проводить проверку и очистку от коррозии магнитных пускателей (после обнаружения потери герметичности шкафов привода).

10.17 Через каждые 6 месяцев следует смазывать наружные трущиеся узлы и детали привода РПН незамерзающей смазкой.

10.18 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.

10.19 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

10.20 Масло из бака контакторов устройств РПН следует испытывать на наличие влаги по ГОСТ 1547 и на пробивное напряжение после определенного числа переключений, указанного в заводском руководстве по эксплуатации данного устройства РПН, но не реже 1 раза в год. Минимальное пробивное напряжение указано в таблице 10. При снижении пробивного напряжения масла ниже указанного в таблице 10, а также после числа переключений, оговоренного в заводском руководстве по эксплуатации, масло должно быть заменено.

Масло проверяют на количественное влагосодержание по ГОСТ 7822, если этого требует руководство по эксплуатации, причем при влагосодержании выше нормы масло должно быть заменено.

Таблица 10 – 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, SDV	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.

Замену масла и промывку контактора проводить по заводским руководствам. При замене масла из бака контактора удалять продукты разложения масла.

10.21 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.

10.22 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.

10.23 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.

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

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

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

10.27 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.

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

10.29 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 [16];

г) проводить ежегодное переключение устройств РПН во всем диапазоне.

10.30 Для устройств РПН типа ЗРНОА-110/1000, установленных на автотрансформаторах типа АДЦТН-200000/220/110, АДЦТН-200000/330/110 и АДЦТНГ-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.

10.31 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.

10.32 Наличие устройства ЗРНОА-110/1000 у автотрансформаторов, указанных в п. 10.30 типов, следует рассматривать в качестве одного из важных условий необходимости списания такого автотрансформатора.

10.33 Эксплуатационный персонал обязан фиксировать дефекты, неполадки в работе и повреждения устройств РПН, число переключений до замены контактов, выполненные реконструкции, замену узлов и ремонты.

11 Ремонты трансформаторов без замены обмоток и изоляции

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

11.2 Каждый трансформатор при сдаче в ремонт, в процессе ремонта и при приемке из ремонта должен подвергаться испытаниям по предварительно утвержденным программам.

11.3 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_{60} , $\text{tg}\delta$);
- измерение сопротивления КЗ трансформатора;
- измерение сопротивления обмоток постоянному току на всех ответвлениях РПН или ПБВ;
- измерение потерь холостого хода при малом напряжении.

11.4 При ремонте определяется техническое состояние основных узлов, а именно:

- магнитопровод;
- обмотки и изоляция;
- переключающие устройства ПБВ (при их наличии);

- переключательные 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.

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

11.5.1 Магнитопровод:

- наличие местных перегревов, забоин и шлакообразования;
- состояние изоляции и схемы заземления;
- состояния прессовки магнитопровода;
- сопротивление изоляции стяжных 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 шинок и качества их установки.

11.5.2 Обмотки и изоляция:

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

11.5.3 Переключательные устройства ПБВ:

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

11.5.4 Переключательные 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.

11.5.5 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.

11.5.6 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.

11.5.7 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.

11.5.8 Вводы 110-750 кВ: результаты испытания вводов в соответствии с [5] и действующими нормативно-техническими документами.

11.5.9 Изоляторы: чистка и протирка.

11.5.10 Средства защиты масла от соприкосновения с окружающим воздухом:

- контроль герметичности соединений установки азотной защиты масла (путем создания избыточного давления азота) или осмотра внутренней поверхности гибкой оболочки плёночной защиты масла на предмет отсутствия в ней масла;

- 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 и Ц, проводимых без их отключения, следует принять меры, обеспечивающие удаление воздуха из системы охлаждения и адсорбционных фильтров после проведения этих работ.

11.5.11 Система охлаждения.

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

11.5.11.2 Проверка и испытание системы автоматики и сигнализации системы охлаждения Д, ДЦ, Ц и т.п..

11.5.11.3 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 [5];
- 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.

11.5.11.4 Система охлаждения вида Ц:

- внешний осмотр маслоохладителей для выявления мест попадания масла в водяную камеру;
- проверка и испытания системы автоматики и сигнализации;
- проверка и испытания на герметичность межтрубного пространства (на масляной стороне) трансформаторным маслом;
- проверка и испытания на герметичность водяных камер давлением воды и заполнения межтрубного пространства трансформаторным маслом;
- внешний осмотр и проверка маслоплотности трубопроводов.

11.5.11.5 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.

11.5.12 Шкафы автоматического управления охлаждением:

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

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

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

12 Меры безопасности при эксплуатации трансформаторов

12.1 Меры безопасности, в том числе пожарной, при эксплуатации трансформаторов должны быть обеспечены по [9, 15].

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

12.3 При возникновении пожара на трансформаторе персонал должен руководствоваться и действовать согласно оперативной карточке пожаротушения.

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

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

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

12.7 Запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из бака.

12.8 Стационарная установка пожаротушения должна работать в автоматическом режиме.

12.9 При осуществлении текущих ремонтов трансформаторов должно осуществляться опробование водяной автоматической установки пожаротушения.

12.10 Должна своевременно осуществляться промывка гравийной засыпки, своевременное устранение течи масла, трансформатор должен быть укомплектован первичными средствами пожаротушения согласно [17].

13 Требования к ведению технической документации трансформаторов

13.1 На каждый трансформатор необходимо иметь документацию завода-изготовителя, монтажную и эксплуатационную документацию.

13.2 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 (приложение Е).

13.3 Монтажная документация:

- протоколы монтажных испытаний;
- акты приемки после монтажа.

13.4 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.

Приложение А

(обязательное)

Эксплуатационный лист регистрации повышений напряжения длительностью 20 мин и более.

Тип трансформатора _____ Диспетчерский № _____ Заводской № _____

№ п/п		Более 1 до 1,025	Более 1,025 до 1,05	Более 1,05 до 1,075	Более 1,075 до 1,1
	Дата,				
	Длительность				
	Дата,				
	Длительность				

Приложение Б[7] п. 6

(обязательное)

Проведение испытаний трансформаторного оборудования со сверхнормативным сроком службы свыше 30 лет или находящегося в ухудшенном состоянии для определения перегрузочной способности

Б.1 Предварительные организационные и технические мероприятия.

Б.1.1 Провести внеочередной инструктаж персоналу, задействованному в испытаниях, согласно утвержденной Методике испытаний по определению перегрузочной способности.

Б.1.2 На основании оценки технического состояния конкретного трансформаторного оборудования, входящего в «зону риска» со сверхнормативным сроком службы свыше 30 лет или находящегося в ухудшенном состоянии, техническим руководителем (Первым заместителем Генерального директора - главным инженером филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС) принимается решение о проведении испытаний по настоящей Методике с предварительной установкой и подключением датчиков.

Б.1.3 Разрабатывается программа проведения испытаний на перегрузочную способность для каждого трансформатора (автотрансформатора) в соответствии с [7] (п. 6 и приложение). Программа утверждается Первым заместителем Генерального директора - главным инженером МЭС и согласуется с филиалом ОАО «СО ЕЭС», в зоне ответственности которого находится данная подстанция.

Б.2 Проведение испытаний, измерений под напряжением.

Б.2.1 Проверка средств защиты трансформаторного масла от воздействия окружающего воздуха (проверка воздухоосушителя, установок азотной и пленочной защит масла, термосифонных и адсорбционных фильтров).

Б.2.2 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.

Б.2.3 Формируется предварительное заключение о техническом состоянии трансформатора по результатам анализа информации в соответствии Б.1.3.

Б.2.4 Проводятся предварительные испытания и измерения (до отключения трансформатора):

Б.2.4.1 Тепловизионный контроль (ТВК): бак, вспомогательные узлы (в зависимости от конструктивного исполнения), ввода, расширитель, охладители, маслонасосы, электродвигатели, фильтры, отдельно - защитные аппараты.

Б.2.4.2 Отбор масла из бака (РПН) трансформатора на физико-химический анализ, хроматографический анализ газов, на наличие фурановых соединений, оценка по степени полимеризации, определение поверхностного напряжения трансформаторного масла (метод «Кольца»).

Б.2.4.3 Отбирается масло на физико-химический анализ, хроматографический анализ газов из вводов ВН и СН (при наличии технологической возможности).

Б.2.4.4 Определяется состояние прессовки магнитопровода и обмоток трансформатора (виброконтроль) на «холостом ходу» и при максимально нагруженном трансформаторе.

Б.2.4.5 Оценивается состояние маслонасосов (в том числе, виброконтроль, фазные токи электродвигателей).

Б.2.4.6 Проводятся измерения ЧР акустическим методом (6 точек напротив экранов вводов + сетка 40 см x 40 см) на «холостом ходу» и при максимально нагруженном трансформаторе.

Б.2.4.7 Уточнение предварительного заключения о техническом состоянии трансформатора и возможности перехода к действиям по тепловым «перегрузкам». Согласование решения с лицом, ответственным со стороны филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС за проведение испытаний в соответствии с [7].

Б.3 Проведение испытаний, измерений на отключенном оборудовании.

Б.3.1 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 ($\text{tg } \delta$ 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 $U = U_{зав.исп.}$;
- 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.

Б.3.2 Проверка эксплуатационных характеристик устройства контроля изоляции вводов.

Б.3.3 Проверка уставок устройств охлаждения в шкафах ШАОТ.

Б.3.4 Проверка предохранительных устройств.

Б.3.5 Проверка и испытание газового реле, реле давления и струйного реле.

Б.3.6 Подключение датчиков акустического и электрического измерения ЧР (вводы, на бак трансформатора).

Б.3.7 Подключение датчиков в соответствии с приложением Б п. Б.2 согласно [7], в том числе, контроля температуры обмоток, контроля токов утечки по изоляции.

Б.4 Измерения после включения трансформатора под нагрузку.

Б.4.1 Трансформатор включается под нагрузку в соответствии с утвержденной программой проведения испытаний на перегрузочную способность.

Б.4.2 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 $1\text{ }^{\circ}\text{C}$ 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.

Б.4.3 При недостижении условий п. Б.4.2 согласно [7] 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

Первым заместителем Генерального директора - главным инженером филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС.

Б.4.4 Зафиксировать показания всех стационарно включенных приборов ($t_{\text{возд}}$, $t_{\text{всм}}$, P_{T} , давление во вводах и т.д., количество работающих вентиляторов, ток небаланса).

Б.4.5 Произвести повторные измерения:

Б.4.5.1 ЧР акустическим и электрическим методами измерения (в заранее выбранных точках, с учетом выполнения п. Б.3.6 согласно [7]).

Б.4.5.2 Тепловизионный контроль (ТВК): трансформатор, охлаждающие устройства, вводы, расширитель.

Б.4.5.3 Трансформаторного масла из бака (РПН) трансформатора на физико-химический анализ, хроматографический анализ газов.

Б.4.5.4 Сравнить показания измерений с полученными на предварительном этапе в соответствии Б.2.4 согласно [7].

Б.5 Оборудование и приборы, необходимые для измерений, испытаний.

Б.5.1 Тепловизоры и пирометры с чувствительностью 0,1 °С.

Б.5.2 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.

Б.5.3 Измерители вибраций с программным обеспечением для определения состояния узлов прессовки.

Б.5.4 Хроматографы газовые, пробоотборники с трехходовыми кранами.

Б.5.5 Измерители влагосодержания трансформаторного масла - приборы, работающие по методу К-Ф, и хроматографы газовые.

Б.5.6 Анализаторы жидкостные типа АЗЖ.

Б.5.7 Измерители пробивного напряжения ($U_{\text{пр}}$ не ниже 90 кВ).

Б.5.8 Измерители тангенса диэлектрических потерь масла и изоляции.

Б.5.9 Мегаомметры электронные с пределами измерений до 50000 МОм и погрешностью не более ±20 %.

Б.5.10 Измерители для контроля механического состояния обмоток трансформаторов методом низковольтных импульсов.

Б.5.11 Измерители температуры с диапазоном 20÷100 град. с погрешностью ±1 °С.

Б.5.12 Лаборатория контроля энергетических масел.

Приложение В [7] п. 7

(обязательное)

Анализ результатов испытаний на перегрузочную способность и технические решения по дальнейшему режиму эксплуатации трансформаторов (автотрансформаторов)

В.1 Параметрами и уставками, ограничивающими продолжение испытаний на каждом этапе, являются (кроме действия защит трансформатора):

- появление динамики скорости нарастания интенсивности сигналов ЧР или увеличение уровня ЧР более 3000 пК;
- увеличение концентрации по хроматографическому анализу любых двух газов из 9-ти, более предельного граничного значения, для этих газов или появление динамики скорости нарастания концентраций горючих газов в трансформаторном масле;
- увеличение тока небаланса устройства контроля изоляции вводов в 2,5 раза;
- появление по результатам ТВК локальных очагов нагрева на стенках бака, высоковольтных вводах, контактных соединениях трансформатора по сравнению с исходными термограммами.

В.2 При отличиях значений измеренных параметров согласно приложению А от номинальных [5] с учетом Б.1 диагностических параметров трансформатора по результатам испытаний на перегрузочную способность, решением Первого заместителя Генерального директора - главного инженера филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС определяется допустимость и величина перегрузки, и, если это необходимо, вводится запрет на перегрузку данного трансформатора и даже может ограничиваться нагрузка трансформатора, определяется возможность установки системы автоматического контроля нагрузочной способности.

Данное решение согласовывается с исполнительным аппаратом ОАО «ФСК ЕЭС» и с филиалом ОАО «СО ЕЭС», в зоне ответственности которого находится данная подстанция.

В.3 Если по результатам испытаний на перегрузочную способность для трансформатора в ухудшенном состоянии или со сверхнормативным сроком эксплуатации свыше 30 лет по Б.1, Б.2 не наблюдалось ухудшения показателей диагностических параметров, то при дальнейшей эксплуатации данного трансформатора в отношении аварийных перегрузок следует руководствоваться таблицами В.1-В.3.

Таблица В.1 – Допустимые аварийные перегрузки распределительных трансформаторов (мощностью до 16000 кВА включительно и напряжением до 110 кВ включительно с системой охлаждения М (ONAN) со сроком эксплуатации 30 лет и более, а также находящихся в ухудшенном состоянии.

Продолжительность перегрузки в течение суток, ч	Перегрузка в долях номинального тока, в зависимости от температуры охлаждающей среды *) во время перегрузки							
	-25	-20	-10	0	10	20	30	40
0,5	1,8	1,7	1,5	1,5	1,5	1,3	1,2	1,1
1,0	1,7	1,7	1,5	1,5	1,4	1,2	1,1	1,1
2,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,1
4,0	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0
8,0	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0
24,0	1,5	1,4	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1	1,0

Таблица В.2 – 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 30 лет и более, а также находящихся в ухудшенном состоянии.

Продолжительность перегрузки в течение суток, ч	Перегрузка в долях номинального тока, в зависимости от температуры охлаждающей среды *) во время перегрузки							
	-25	-20	-10	0	10	20	30	40
0,5	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0
1,0	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0
2,0	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1	1,0	1,0
4,0	1,4	1,4	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0
8,0	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0
24,0	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0

Таблица В.3 – Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов с системой охлаждения ДЦ (OFAF) и Ц (OFWF) со сроком эксплуатации 30 лет и более, а также находящихся в ухудшенном состоянии.

Продолжительность перегрузки в течение суток, час.	Перегрузка в долях номинального тока, в зависимости от температуры охлаждающей среды *) во время перегрузки							
	-25	-20	-10	0	10	20	30	40
0,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0
1,0	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0
2,0	1,3	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0
4,0	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0
8,0	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0
24,0	1,3	1,3	1,2	1,2	1,1	1,0	1,0	1,0

*) Для трансформаторов с воздушным охлаждением температура охлаждающей среды соответствует действительной температуре окружающей среды (воздуха). Для трансформаторов с водяным охлаждением температура охлаждающей среды соответствует температуре воды на входе в теплообменник.

В.4 При перегрузках трансформаторов со сроком эксплуатации 30 лет и более, а также находящихся в ухудшенном состоянии, длительностью 20 минут и менее допустимые коэффициенты аварийной перегрузки $K_{доп}$ принимаются большими из двух значений: приведенных в таблицах В.1 – В.3 для продолжительности перегрузки 0,5 часа (в зависимости от мощности и системы охлаждения трансформатора) и указанных в таблице В.4:

Таблица В.4

Продолжительность перегрузки, мин	Допустимый коэффициент перегрузки $K_{доп}$ (о. е.) при температуре охлаждающего воздуха (воды), θ_v , °С							
	-25	-20	-10	0	10	20	30	40
20 секунд	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
1	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7	1.7
5	1.6	1.6	1.6	1.6	1.5	1.5	1.5	1.5
10	1.5	1.5	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4	1.4
20	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2	1.1

Если для трансформатора имеется отличие измеренных диагностических параметров согласно приложению А от номинальных [5] с учетом Б.1 по результатам испытаний на перегрузочную способность, решением Первого заместителя Генерального директора - главного инженера филиала ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС определяется допустимость и величина перегрузки длительностью 20 минут и менее.

Данное решение согласовывается с исполнительным аппаратом ОАО «ФСК ЕЭС» и с филиалом ОАО «СО ЕЭС», в зоне ответственности которого находится данная подстанция.

Приложение Г [7] п. 8

(обязательное)

Анализ возможности и организация контроля перегрузочной способности в режиме эксплуатации с применением систем автоматической диагностики

Таблица Г.1 – Требования к системе автоматического контроля нагрузочной способности силового трансформаторного оборудования в режиме эксплуатации

№ п/п	Технические характеристики системы автоматического контроля нагрузочной способности (далее - КНС) (наименование параметра)	Требование (значение параметра)
1	Общие технические требования	
1.1.	КНС должна обеспечивать передачу данных автоматического контроля нагрузочной способности посредством Web-сервера в центр анализа и обработки данных (уровень ПМЭС, МЭС, ИА) по каналам ПТК система сбора и передачи технологической информации (ССПТИ) по стандартным протоколам.	Да
1.2.	КНС должна обеспечивать рекомендации по стратегии эксплуатации контролируемого оборудования с учетом требований РД 34.45-51.300-97.	Да (доп. опция)
2.	Требования к автоматической диагностике	
2.1.	Контроль токов стороны ВН.	Да
2.2.	Контроль токов стороны СН (НН1).	Да (доп. опция)
2.3.	Контроль токов стороны НН (НН2).	Да (доп. опция)
2.4.	Контроль влагосодержания трансформаторного масла.	Да (доп. опция)
2.5.	Контроль температуры обмотки(ок).	Да
2.6.	Контроль температуры верхних слоев масла.	Да
2.7.	Контроль температуры нижних слоев масла.	Да (доп. опция)
2.8.	Контроль температур масла на входе и выходе системы охлаждения.	Да (доп. опция)
2.9.	Контроль температуры окружающей среды.	Да
2.10.	Контроль допустимых систематических и аварийных перегрузок.	Да
2.11.	Контроль отработанного ресурса и прогнозирование срок эксплуатации трансформаторного оборудования на основе расчетных моделей в режиме реального времени, с выдачей рекомендаций по оптимизации режимов работы.	Да
2.12.	Контроль состояния системы охлаждения.	Да (опция)
2.13.	Контроль характеристик и локации ЧР.	Да (доп. опция)
3	Требования к аппаратно-программным средствам КНС	
3.1.	КНС должна быть выполнена как независимая информационно-аналитическая система автоматической диагностики с возможностью передачи результатов на все организационные уровни ОАО «ФСК ЕЭС» (ПМЭС/МЭС/ИА), передачи результатов в информационные системы ОАО «ФСК ЕЭС» на базе АСУ ТОиР - АСУ Диагностика.	Да
3.2.	КНС должна обеспечивать возможность автоматического контроля	Да

	нагрузочной способности всего контролируемого силового трансформаторного оборудования подстанции с одного АРМ оператора.	
3.3.	КНС должна обеспечивать автономный сбор, обработку и накопление измеренной информации.	Да
3.4.	Любые отказы в системе мониторинга не должны приводить к выходу из строя первичных датчиков и измерительных систем (аналоговых и релейных), потере информации с функционирующих устройств.	Да
3.5.	Несанкционированное снятие первичного питания КНС не должно приводить к потере накопленной информации.	Да
3.6.	АРМ оператора должен обеспечивать визуализацию состояния контролируемых и рассчитываемых параметров, результатов расчетов математических моделей, в виде мнемосхем, таблиц, графиков отчетов.	Да
3.7.	Все однотипные модули КНС должны обеспечивать полную взаимозаменяемость без подстройки и регулировки в процессе эксплуатации.	Да
3.8.	Любые отказы в первичных преобразователях (датчиках) не должны приводить к отказу Блока мониторинга.	Да
3.9.	Должны быть предусмотрены меры сохранения накопленной информации при любом одном отказе КНС.	Да
3.10.	Ремонтопригодность КНС должна обеспечивать среднее время восстановления отказа не более 1 часа при агрегатном принципе обслуживания (без учета времени ожидания обслуживания)	Да
3.11.	Для группы силового оборудования однофазного исполнения сбор, обработка, накопление и передача первичных данных должны быть реализованы с применением преимущественно одного Блока мониторинга.	Да
3.12.	Должны быть предусмотрены меры от несанкционированного входа в КНС.	Да

Т а б л и ц а Г.2 – Перечень входных сигналов, контролируемых КНС от силового трансформаторного оборудования

Параметр, событие	Датчик/источник информации	Тип сигнала	Количество параметров			Наличие параметра	
						обязательно	дополнительно (описать условия)
			для 1 фазы 3-фазной группы	для 3-фазной группы	для 3-фазного оборудования		
АНАЛОГОВЫЕ ПАРАМЕТРЫ							
1 Ток фазный ВН	Встроенный ТТ	(0–1(5))А	1	3	3	+	
2 Ток фазный СН (НН1)	Встроенный ТТ	(0–1(5))А	1	3	3	–	+
3 Ток фазный НН (НН2)	Встроенный ТТ	(0–1(5))А	1	3	3	–	+
4 Содержание водорода (H ₂) в масле	Прибор контроля газосодержания масла	Modbus, МЭК 61850 (4–20) мА	1	3	1	–	+
5 Содержание угарного газа (СО) в масле	Прибор контроля газосодержания масла	Modbus, МЭК 61850 (4–20) мА	1	3	1	–	+
6 Содержание ацетилена (С ₂ Н ₂) в масле	Прибор контроля газосодержания масла	Modbus, МЭК 61850 (4–20) мА	1	3	1	-	+
7 Содержание влаги в масле	Прибор контроля влагосодержания масла	Modbus, МЭК 61850 (4–20) мА	1	3	1	–	+
8 Температура обмотки	Датчик температуры (оптоволоконный)	(4–20) мА	Наиболее нагретая обмотка	Наиболее нагретая обмотка	Наиболее нагретая обмотка	-	+(наличие датчика на введенном оборудовании обязательно для нового оборудования)
9 Температура верхних слоев масла	Датчик температуры ¹⁾	(4–20) мА	1	3	1	+	

10	Температура нижних слоев масла	Датчик температуры ¹⁾	(4–20) мА	1	3	1	–	+
11	Температура масла на входе в охладитель	Датчик температуры ¹⁾	(4–20) мА	Соответствует кол-ву охладителей	Соответствует кол-ву охладителей	Соответствует кол-ву охладителей	–	+
12	Температура масла на выходе из охладителя	Датчик температуры ¹⁾	(4–20) мА	Соответствует кол-ву охладителей	Соответствует кол-ву охладителей	Соответствует кол-ву охладителей	–	+
13	Температура окружающей среды	Датчик температуры	(4–20) мА	–	1	1	+	
14	Контроль характеристик и локации ЧР	Датчики ЧР	Modbus, МЭК 61850	Соответствует кол-ву вв/вводов+ нейтраль+ заземление	Соответствует кол-ву вв/вводов+ нейтраль+ заземление	Соответствует кол-ву вв/вводов+ нейтраль+ заземление	+	
РЕЛЕЙНЫЕ ПАРАМЕТРЫ²⁾								
15	Включены двигатели вентиляторов	Шкаф СО	Сухой контакт	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	+	(для типа СО «Д», «ДЦ»)

16 Аварийно отключены двигатели вентиляторов	Шкаф СО	Сухой контакт	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	+	(для типа СО «Д», «ДЦ»)
17 Включены насосы	Шкаф СО	Сухой контакт	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	+	(для типа СО «ДЦ»)
18 Аварийно отключены насосы	Шкаф СО	Сухой контакт	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	+	(для типа СО «ДЦ»)

19 Аварийно отключена цепь управления системой охлаждения	Шкаф СО	Сухой контакт	1	3	1	+	(для типа СО «Д», «ДЦ»)
РАСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ³⁾							
20 Коэффициент нагрузки	Математическая модель № 2 (см. [1] таблица 6)	Аналоговый	Соответствует кол-ву контролируемых обмоток	Соответствует кол-ву контролируемых обмоток	Соответствует кол-ву контролируемых обмоток	+	
21 Температура ННТ обмотки	Математическая модель № 6 (см. [1] таблица 6)	Аналоговый	Соответствует кол-ву контролируемых обмоток	Соответствует кол-ву контролируемых обмоток	Соответствует кол-ву контролируемых обмоток	+	
22 Относительная скорость термического износа изоляции	Математическая модель № 2 (см. [1] таблица 6)	Аналоговый	Соответствует кол-ву контролируемых обмоток	Соответствует кол-ву контролируемых обмоток	Соответствует кол-ву контролируемых обмоток	+	
23 Относительный износ изоляции за календарно отработанное время	Математическая модель № 2 (см. [1] таблица 6)	Аналоговый	Соответствует кол-ву контролируемых обмоток	Соответствует кол-ву контролируемых обмоток	Соответствует кол-ву контролируемых обмоток	+	

24 Относительное влагосодержание масла	Математическая модель № 1 (см. [1] таблица 6)	Аналоговый	Соответствует кол-ву контролируемых обмоток	Соответствует кол-ву контролируемых обмоток	Соответствует кол-ву контролируемых обмоток	–	+ (при наличии датчика влагосодержания масла)
25 Влагосодержание твердой изоляции	Математическая модель № 1 (см. [1] таблица 6)	Аналоговый	Соответствует кол-ву контролируемых обмоток	Соответствует кол-ву контролируемых обмоток	Соответствует кол-ву контролируемых обмоток	–	+ (при наличии датчика влагосодержания масла)
26 Температура образования пузырьков	Математическая модель № 1 (см. [1] таблица 6)	Аналоговый	Соответствует кол-ву контролируемых обмоток	Соответствует кол-ву контролируемых обмоток	Соответствует кол-ву контролируемых обмоток	–	+ (при наличии датчика влагосодержания масла)

27 Отработанные моточасы вентиляторов	Математическая модель № 3 (см. [1] таблица 6)	Аналоговый	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	–	+
28 Отработанные моточасы маслонасосов	Математическая модель № 3 (см. [1] таблица 6)	Аналоговый	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	–	+
29 Количество пусков вентиляторов	Математическая модель № 3 (см. [1] таблица 6)	Аналоговый	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	–	+

30 Количество пусков маслонасосов	Математическая модель № 3 (см. [1] таблица 6)	Аналоговый	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	Соответствует кол-ву режимов работы СО (групп охлаждения)	–	+
31 Нагрузочная способность трансформатора	Математическая модель № 4 (см. [1] таблица 6)	Аналоговый	Соответствует кол-ву контролируемого оборудования	Соответствует кол-ву контролируемого оборудования	Соответствует кол-ву контролируемого оборудования	+	
32 Характеристики ЧР (кажущийся заряд ЧР, ток, мощность ЧР, количество источников ЧР, тип дефектов ЧР)	Математическая модель № 5 (см. [1] таблица 6)	Аналоговый floating point	Соответствует математической модели	Соответствует математической модели	Соответствует математической модели		+

Примечания

1 Возможна установка датчика на поверхность бака (коллектора СО) с помощью магнитной фиксации.

2 Релейные сигналы должны учитываться в технических требованиях к ШАОТ, предусматриваться на этапе проектирования силового оборудования.

3 Расчетные параметры должны предусматривать передачу сигнала в системы СДТУ, ССПТИ, АСУ Диагностика по стандартным протоколам обмена.

Т а б л и ц а В.3 – Перечень математических моделей для контроля нагрузочной способности силового трансформаторного оборудования

№ п/п	Модель	Описание	Наличие параметра	
			Обязательно	Дополнительно
1.	Содержание влаги в изоляции. Температура образования пузырьков пара	Преобразование данных относительного влагосодержания масла в абсолютное. Расчет влагосодержания твердой изоляции в местах перегрева. Определение температуры закипания, запас по температуре закипания.	–	+ (при наличии датчика влагосодержания масла)
2.	Старение изоляции	Расчет старения изоляции по температуре наиболее нагретой точки обмотки и расчетному влагосодержанию твердой изоляции. Прогноз старения и общего износа по ГОСТ 14209, МЭК 60076-7 (IEEE C57.91-1995).	+	
3.	Состояние и эффективность системы охлаждения	Расчет температуры верхних слоев масла по ГОСТ 14209, МЭК 60076-7 (IEEE C57.91-1995) и сравнение ее с фактической. Непрерывный контроль режима работы системы охлаждения (уровней охлаждения), электродвигателей маслонасосов и вентиляторов.	–	+ (при наличии сигналов от СО)
4.	Нагрузочная способность трансформатора	Расчет по ГОСТ 14209, МЭК 60076-7 (IEEE C57.91-1995) нагрузочной способности трансформатора без ущерба для общего срока службы.	+	
5.	Характеристики ЧР	Расчет кажущегося заряда ЧР. Построение Амплитудно-Фазных, Амплитудно-Частотных и Частотно-Временных диаграмм с определением вероятного типа дефектов и количества источников ЧР.		+

Библиография

- [1] ПТЭ Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (ПТЭ, утверждены приказом Минэнерго России №229 от 19.06.2003).
- [2] ПУЭ Правила устройства электроустановок» (ПУЭ, седьмое издание, утверждено приказом Минэнерго России от 20.06.2003 № 242; глава 4.2. Распределительные устройства и подстанции напряжением выше 1 кВ).
- [3] СО 34.35.125-99 (РД 153-34.3-35.125-99) Руководство по защите электрических сетей 6 - 1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений.
- [4] МЭК 60076-2005 МЭК CEI/IEC 60076-7 2005 Power transformers Part 7: Loading guide for oil-immersed power transformers.
- [5] СО 34.45-51.300-97 Объем и нормы испытаний электрооборудования.
- [6] Порядок формирования данных о техническом состоянии оборудования ПС и ВЛ. Приложение к распоряжению ОАО «ФСК ЕЭС» от 29.12.2010 № 890р.
- [7] Методика определения перегрузочной способности трансформаторного оборудования со сверхнормативным сроком эксплуатации. Приложение к распоряжению ОАО «ФСК ЕЭС» от 22.07.2011 № 506р.
- [8] Сборник директивных материалов Главтехуправления Минэнерго СССР, утв. 1982, М, Энергия, 1985.
- [9] Львов М. Ю., Львов Ю. Н., Дементьев Ю. А., Антипов К. М., Сурба А. С., Шейко П. А., Неклепаев Б. Н., Шифрин Л. Н., Кассихин С. Д., Славинский А. З., Сипилкин К. Г. О надежности

силовых трансформаторов и автотрансформаторов электрических сетей// Электрические станции.- № 11.- 2005.

- [10] Хренников А.Ю., Гольдштейн В.Г. Техническая диагностика, повреждаемость и ресурсы силовых и измерительных трансформаторов и реакторов// Монография, Энергоатомиздат, М. - 2007., 286 с., ил.
- [11] Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Утверждены Приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 24.07.2013 № 328н.
- [12] СО 153-34.43.105-89
(РД 34.43.105-89) Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел.
- [13] СО 34.46.605
(РД 34.46.605)
РДИ 34-38-058-91 Типовая технологическая инструкция. Трансформаторы напряжением 110-1150 кВ, мощностью 80 МВА и более. Капитальный ремонт.
- [14] СО 153-34.04.181-2003 Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования зданий и сооружений электростанций и сетей.
- [15] СО 34.46.302-00
(РД 153-34.0-46.302-00.) Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле.
- [16] «Методические указания по наладке устройств переключения ответвлений обмоток под нагрузкой (производства НРБ и ГДР) трансформаторов РПН» (М.: Служба передового опыта и информации Союзтехэнерго, 1981).
- [17] СО 34.03.301-00
(РД 153-34.03.301-00) Правила пожарной безопасности для электроэнергетических предприятий.