Некоммерческое партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ НП «ИНВЭЛ» **СТО 70238424.29.240.10.014-2009**

СИСТЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ПОДСТАНЦИЙ

Организация эксплуатации и технического обслуживания

Нормы и требования

Издание официальное

Дата введения – 2010-01-11

Москва 2009

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184- ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения стандарта организации – ГОСТ Р 1.4- 2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Филиал ОАО «ИЦ ЕЭС» – «Фирма ОРГРЭС»

2 ВНЕСЕН Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3 ПРИНЯТ И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом НП «ИНВЭЛ» от 18.12.2009 № 94

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

© НП «ИНВЭЛ», 2009

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения НП «ИНВЭЛ»

Содержание

1 Область применения ... 1
2 Нормативные ссылки ... 2
3 Термины и определения ... 4
4 Обозначения и сокращения ... 6
5 Организация эксплуатации. Общие требования ... 7
5.1 Персонал ... 7
5.2 Технический контроль и технологический надзор ... 12
5.3 Организация технического обслуживания и ремонта ... 14
5.4 Техническое обслуживание и ремонт системы собственных нужд подстанции ... 15
5.5 Техническая документация ... 18
5.6 Общие требования к инструкциям по эксплуатации электрооборудования и вторичным устройствам системы собственных нужд подстанции. ... 21
6 Технические требования к системам собственных нужд подстанции. ... 21
7 Приемка в эксплуатацию электрооборудования системы собственных нужд подстанции ... 24
8 Обслуживание системы собственных нужд подстанции в нормальных режимах ... 27
9 Обслуживание системы собственных нужд подстанции при неисправностях и аварийных режимах ... 33
10 Требования, обеспечивающие безопасность эксплуатации и технического обслуживания систем собственных нужд подстанции ... 37
11 Нормы и требования по обеспечению экологической безопасности и соблюдению природоохранных требований ... 43
12 Вывод из эксплуатации систем собственных нужд подстанции ... 43
13 Утилизация выведенных из эксплуатации систем собственных нужд подстанции ... 43
Приложение А (обязательное) Объем и нормы испытаний электрооборудования ... 44
Приложение Б (обязательное) Техническое обслуживание устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации систем собственных нужд подстанции. ... 94
Приложение В (обязательное) Об эксплуатационных проверках устройств АВР на подстанциях ... 101
Библиография ... 102

Введение

Основы обеспечения безопасной эксплуатации и технического обслуживания опасных производственных объектов, включая собственные нужды подстанций, цели и принципы стандартизации соответствующих норм и требований установлены Федеральными законами от 21.07.97 № 116- ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и от 27.12.2002 г. № 184- ФЗ «О техническом регулировании».

Настоящий стандарт устанавливает нормы и требования к организации производственных процессов эксплуатации и технического обслуживания оборудования собственные нужды подстанций.

Применение настоящего стандарта, совместно с другими стандартами НП «ИНВЭЛ», позволит обеспечить выполнение обязательных требований, установленных в технических регламентах по безопасности оборудования, зданий и сооружений электрических сетей.

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ НП «ИНВЭЛ»

Системы собственных нужд подстанций Организация эксплуатации и технического обслуживания Нормы и требования

Дата введения 2010-01-11

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на производственные процессы эксплуатации и технического обслуживания и устанавливает нормы и требования к организации производственных процессов эксплуатации и технического обслуживания систем собственных нужд подстанции.

1.2 Объектами регулирования настоящего стандарта являются системы собственных нужд подстанции.

1.3 Стандарт распространяется на комплекс оборудования, входящего в системы собственных нужд подстанции:

1.3.1 трансформаторы собственных нужд;

1.3.2 реакторы линий питания собственных нужд;

1.3.3 распределительные устройства собственных нужд переменного и постоянного напряжения;

1.3.4 силовые и контрольные кабели системы собственных нужд;

1.3.5 аккумуляторные установки постоянного тока (ВЗУ и АБ);

1.3.6 вторичные системы, обеспечивающие функционирование и защитные функции перечисленного основного оборудования:

- устройства управления коммутационными аппаратами;
- устройства релейной защиты;
- устройства измерения, контроля, информации и сигнализации;
- автоматика ввода резервного питания;
- устройства управления переключением ответвлений обмоток трансформаторов РПН под нагрузкой и регулирования напряжения.

1.3.7 системы маслохозяйства подстанций;

1.3.8 системы вентиляции помещений СН подстанции;

1.3.9 системы освещение наружных территорий и помещений СН.

1.3.10 контуры заземления электрооборудования систем собственных нужд подстанции.

1.4 Стандарт устанавливает:

- общие требования к эксплуатации систем собственных нужд подстанции;
- технические требования к системам собственных нужд подстанции;

- нормы, требования и объем контроля состояния оборудования систем собственных нужд подстанции;

- требования для оценки состояния готовности вновь вводимого оборудования систем собственных нужд к вводу в эксплуатацию;

- порядок и правила технической эксплуатации и технического обслуживания электрооборудования собственных нужд подстанции в нормальных и аварийных режимах работы подстанции.

1.5 Требования стандарта являются минимально необходимыми для обеспечения безопасности эксплуатируемого электрооборудования собственных нужд подстанции, если оно используется по прямому назначению в соответствии с эксплуатационными инструкциями, не противоречащими конструкторской (заводской) документации, на протяжении срока, установленного заводской технической документацией.

1.6 В стандарте использованы основные нормативно- технические, распорядительные и информационные документы, относящиеся к области применения стандарта, действовавшие в период его разработки.

1.7 Действие стандарта распространяется на сетевые компании, проектные институты, научно исследовательские институты, пусконаладочные организации.

1.8 Действие стандарта распространяется на выездные оперативные бригады обслуживающие подстанции без постоянного оперативного персонала.

1.9 Стандарт не учитывает все возможные особенности исполнения его требований на разнотипном оборудовании. Для совершенствования настоящего стандарта для каждой подстанции организация собственник подстанции может в установленном порядке разработать, утвердить и применять инструкции по эксплуатации учитывающие особенности установленного на ней оборудования и не снижающий уровень требований настоящего стандарта.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие законодательные акты и стандарты:

Федеральный Закон РФ 184- ФЗ от 27.12.2002г. О техническом регулировании.

Федеральный Закон 90- ФЗ от 30.06.2006г. О внесении изменений в трудовой кодекс РФ, признание не действующими на территории РФ некоторых нормативных правовых актов СССР и утратившими силу некоторых законодательных актов (положений законодательных актов) Российской Федерации.

Федеральный Закон Российской Федерации от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» (одобрен Советом Федерации 11 июля 2008 г.)

Постановление Правительства РФ 526 от 11.07.2001 г. О реформировании электроэнергетики Российской Федерации.

Федеральный закон Российской Федерации 123- ФЗ от 22.07.2008 г. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

Постановление Правительства Российской Федерации 854 от 27.12.2004г. О правилах оперативно- диспетчерского управления в электроэнергетике.

Постановление Правительства Российской Федерации 484 от 26.07.2007 «О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации».

ГОСТ 1.1-2002 Межгосударственная система стандартизация. Термины и определения.

ГОСТ Р 1.5-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения.

ГОСТ 2.601-2006 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы.

ГОСТ 1547-84 Масла и смазки. Методы определения наличия воды.

ГОСТ 16110-82 Трансформаторы силовые. Термины и определения.

ГОСТ 17216-2001 Чистота промышленная. Классы чистоты жидкостей.

ГОСТ 18322–78 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения.

ГОСТ 18624-73 Реакторы электрические. Термины и определения.

ГОСТ 19431-84 Энергетика и Электрификация. Термины и определения.

ГОСТ 24291-90 Электрическая часть электростанций и электрической сети. Термины и определения.

ГОСТ 25866-83 Эксплуатация техники. Термины и определения.

ГОСТ Р 52735- 2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ.

ГОСТ 29176-91 Короткие замыкания в электроустановках. Методика расчета в электроустановках постоянного тока.

ГОСТ Р 52736-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания.

ГОСТ 5985-75 Нефтепродукты. Метод определения кислотности и кислотного числа.

ГОСТ 6307-75 Нефтепродукты. Метод определения наличия водорастворимых кислот и щелочей.

ГОСТ 6356-75 Нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле.

ГОСТ 6370- 83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей.

ГОСТ 6581-75 Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний.

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

ГОСТ 8865- 93 Системы электрической изоляции. Оценка нагревостойкости и классификация.

СТО 59012820.29.240.007-2008 Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем.

СТО 70238424.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения.

СТО 70238424.27.010.016-2009. Распределительные устройства электриче-

ских станций и подстанций напряжением 35 кВ и выше. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

СТО 70238424.27.010.018-2009. Подстанции напряжением 35 кВ и выше. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

СТО 70238424.27.010.022-2009. Комплектные и блочные трансформаторные подстанции (КТП, КТПБ, ТП). Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

СТО 70238424.27.010.024-2009. Подстанции распределительных сетей напряжением 0,4- 20 кВ. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

СТО 70238424.27.010.040-2009. Релейная защита и электроавтоматика. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

СТО 70238424.27.010.049-2009. Силовые кабельные линии напряжением 0,4-35 кВ. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

СТО 70238424.27.010.058-2009. Системы и устройства диагностики состояния оборудования подстанций и ЛЭП. Организации эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

СТО 70238424.27.100.063-2009 Аккумуляторные установки электрических станций. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

СТО 70238424.27.100.052-2009 Электродвигатели. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

СТО 70238424.27.100.065-2009 Энергетические масла и маслохозяйства электрических станций и сетей. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

СТО 70238424.27.110.028-2009 Силовые трансформаторы (автотрансформаторы). Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

Примечание - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателем, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ 1.1, ГОСТ 2.601, ГОСТ 16110, ГОСТ 16504, ГОСТ 18624, ГОСТ 19431, ГОСТ 24291, ГОСТ 25866,

СТО 70238424.27.010.001-2008, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **бланк переключений (обычный):** Оперативный документ, в котором приводится строгая последовательность операций с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями (ножами), цепями оперативного тока, устройствами релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики; операций по проверке отсутствия напряжения, наложению и снятию переносных заземлений, вывешиванию и снятию плакатов, а также необходимых (по условиям безопасности персонала и сохранности оборудования) проверочных операций.

3.2 **вспомогательный персонал:** Категория работников вспомогательных профессий, выполняющих работу в зоне действующих энергоустановок.

3.3 **другие специалисты, служащие и рабочие:** Категория работников, не находящихся в зоне действующих энергоустановок и не связанных с их обслуживанием.

3.4 **дублирование:** Управление энергоустановкой или несение других функций на рабочем месте, исполняемых под наблюдением лица, ответственного за подготовку дублера.

3.5 **коммутационный электрический аппарат:** Электрический аппарат, предназначенный для коммутации электрической цепи и снятия напряжения с части электроустановки (выключатель, выключатель нагрузки, разъединитель, отделитель, рубильник, пакетный выключатель, предохранитель).

3.6 **оперативное обслуживание электроустановки:** Комплекс работ: по ведению требуемого режима работы электроустановки; по производству переключений, осмотров оборудования; подготовке к производству ремонта (подготовке рабочего места, допуску); по техническому обслуживанию оборудования, предусмотренному должностными инструкциями оперативного персонала.

3.7 **персонал оперативный**: Персонал, осуществляющий оперативное управление и обслуживание электроустановок (осмотр, оперативные переключения, подготовку рабочего места, допуск и надзор за работающими, выполнение работ в порядке текущей эксплуатации).

3.8 **работа с персоналом:** Форма производственной деятельности организации, обеспечивающая поддержание необходимого профессионального образовательного уровня персонала для выполнения им производственных функций, определенной работы или группы работ.

3.9 **рабочее место:** Место постоянного или временного пребывания работников в процессе трудовой деятельности.

3.10 **руководящие работники организации:** Лица, назначенные в установленном порядке в качестве заместителей руководителя организации, с определенными административными функциями и направлениями работы (главный инженер, заместитель директора).

3.11 **система собственных нужд подстанций:** Совокупность электрооборудования, электроустановок, их вторичных систем, обеспечивающая электроснабжение потребителей собственных нужд подстанций.

3.12 **специальная подготовка:** Форма поддержания квалификации работника путем его систематической тренировки в управлении производственными

процессами на учебно-тренировочных средствах, формирования его знаний, умения и навыков, проработки организационно- распорядительных документов и разборки технологических нарушений, пожаров и случаев производственного травматизма.

3.13 **стажировка:** Практическое освоение непосредственно на рабочем месте навыков выполнения работы или группы работ, приобретенных при профессиональной подготовке.

3.14 **структурное подразделение организации:** Учрежденный организацией орган управления частью организации с самостоятельными функциями, задачами и ответственностью (цех, служба, участок).

3.15 **техническая документация:** Совокупность документов, необходимая и достаточная для непосредственного использования на каждой стадии жизненного цикла продукции.

3.16 **типовой бланк переключений:** Оперативный документ, в котором указывается строгая последовательность операций при выполнении повторяющихся сложных переключений в электроустановках для конкретных схем электрических соединений и состояний устройств РЗА.

4 Обозначения и сокращения

АБ – аккумуляторная батарея;

АБП – агрегат бесперебойного питания;

АВР – автоматическое включение резерва;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

АУ – аккумуляторная установка;

ВЗУ – выпрямительно зарядное устройство

ДЭМ – дежурный электромонтер;

КРУСН – комплектное распределительное устройство собственных нужд;

КРУЭ - комплектное распределительное устройство элегазовое;

НУП - необслуживаемый усилительный пункт связи;

НД – нормативно- техническая документация;

ПА – противоаварийная автоматика;

ПНР – пуско- наладочные работы;

ППБ – правила пожарной безопасности;

ПБ – правила безопасности;

ПС - подстанция;

РЗА – релейная защита и автоматика;

РПН – устройство регулирования, предназначенное для регулирования напряжения без перерыва нагрузки и без отключения обмоток трансформатора от сети;

РУ – распределительное устройство;

РУСН – распределительное устройство собственных нужд;

СН – собственные нужды;

СДТУ – служба диспетчерского и технологического управления;
ТАИ – технологическая автоматика измерения;
ЩПТ – щит постоянного тока;
ЭТЛ – электротехническая лаборатория;
ЭТС – электротехническая служба.

5 Организация эксплуатации. Общие требования

5.1 Персонал

5.1.1 Руководитель подстанции должен организовать работу с персоналом, в том числе обслуживающим системы собственных нужд подстанции, в соответствии с ФЗ №90 от 30.06.2006, Правилами работы с персоналом в организациях электроэнергетике Российской Федерации [1].

Требования по работе с персоналом, осуществляющим эксплуатацию, ремонт, наладку, испытания электрооборудования, должны содержаться в инструкциях и стандартах подстанции, при разработке которых следует учитывать Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации [1].

Ответственность за работу с персоналом несет руководитель подстанции или должностное лицо из числа руководящих работников подстанции (главный инженер), которому руководитель подстанции передает эту функцию и права.

5.1.2 При организации работы с персоналом должны учитываться особенности рабочего места и профессиональная подготовка работника.

5.1.3 Обязательные формы работы с персоналом в зависимости от категории работников приведены в таблице 5.1

Т а б л и ц а 5.1

Обязательные формы работы с различными категориями работников	Категории работников						
	Руководящие работники организации	Руководители структурных подразделений	Управленческий персонал и специалисты	Оперативные руководители, оперативный и оперативно- ремонтный персонал	Ремонтный персонал	Вспомогательный персонал	Другие специалисты, служащие и рабочие
Вводный инструктаж по безопасности труда	+	+	+	+	+	+	+
Первичный на рабочем месте	–	–	–	+	+	+	–

инструктаж по безопасности труда							
Повторный инструктаж по безопасности труда	–	–	–	+	+	+	–

Продолжение таблицы 5.1

Целевой инструктаж по безопасности труда	–	+	+	+	+	+	+
Внеплановый инструктаж по безопасности труда	–	–	–	+	+	+	–
Инструктаж по пожарной безопасности	–	–	–	+	+	–	–
Проверка знаний «Технического регламента о пожарной безопасности», Межотраслевым правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [2] и других государственных норм и правил	–	–	–	+	+	–	–
Проверка знаний Межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [2]	–	–	–	–	–	+	–
Проверка знаний «Технического регламента о пожарной безопасности», Межотраслевым правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [2] и других государственных норм и правил	–	–	+	–	–	–	–
Проверка знаний уполномоченными органами государственного контроля и надзора «Технического регламента о пожарной безопасности», Межотраслевым правилам по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [2] и других государственных норм и правил	+	+	–	–	–	–	–
Пожарно- технический минимум	–	–	+	–	–	+	+
Подготовка по новой должности или профессии с обучением на рабочем месте (стажировка)	–	–	–	+	+	–	–
Дублирование	–	–	–	+	–	–	–

Продолжение таблицы 5.1

Специальная подготовка	–	–	–	+	–	–	–
Контрольные противоаварийные и противопожарные тренировки	–	–	–	+	–	–	–
Профессиональное дополнительное образование для непрерывного повышения квалификации	+	+	+	+	+	+	+

5.1.4 Подготовка персонала по новой должности должна проводиться по планам и программам, утверждаемым техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию по каждой должности, каждому рабочему месту.

Подготовка оперативных специалистов должна проводиться по индивидуальным программам, утверждаемым техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию. Необходимость и длительность каждого этапа подготовки оперативных руководителей устанавливается в зависимости от уровня профессионального образования, технических знаний, стажа практической работы по смежным должностям, занимаемой должности перед допуском к подготовке по новой должности и с учетом технической сложности подстанции.

5.1.5 Стажировка осуществляется по программам, разработанным для каждой должности и рабочего места. Продолжительность стажировки должна устанавливаться индивидуально в зависимости от уровня профессионального образования, опыта работы в пределах от 2 до 14 смен.

В процессе стажировки подготавливаемый работник должен:

- усвоить практическое применение на рабочем месте инструкции по охране труда;
- изучить схемы, производственные и должностные инструкции, знание которых обязательно для работы в данной должности;
- отработать четкое ориентирование на своем рабочем месте;
- приобрести необходимые знания о выполнении производственных операций;
- изучить приемы и условия безаварийной, безопасной и экономичной эксплуатации обслуживаемого оборудования.

5.1.6 Проверка знаний работников подстанции состоит из первичной и периодической (очередной и внеочередной).

Первичная проверка знаний производится у работников, впервые поступивших на работу, связанную с обслуживанием энергоустановок, или при перерыве в проверке знаний более 3 лет.

Очередная проверка знаний всех категорий работников проводится не реже, чем один раз в 3 года.

При этом:

- проверка знаний у административно- технического персонала, непосредственно организующего работы в электроустановках или имеющего право ведения оперативных переговоров, а также оперативного, оперативно- ремонтного

персонала и специалистов, выполняющих наладочные работы, профилактические испытания должна производиться не реже, чем один раз в год;

- проверка знаний у рабочих, если к их профессиям и работам, на которых они заняты, предъявляются повышенные требования безопасности, должна производиться не реже, чем один раз в год.

5.1.7 Допуск к самостоятельной работе вновь принятые работники или имеющие перерыв в работе более 6 месяцев в зависимости от категории персонала получают право на самостоятельную работу после прохождения необходимых инструктажей по безопасности труда, обучения (стажировки) и проверки знаний, дублирования в объеме требований правил работы с персоналом.

5.1.8 На каждой подстанции должны быть составлены: годовой график проведения противоаварийных тренировок, перечень рекомендуемых тем, местные программы проведения тренировок, утвержденные техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию.

Перечень тем противоаварийных тренировок должен учитывать особенности оборудования и технологических схем конкретной подстанции. В перечень тем учебных противоаварийных тренировок оперативного персонала обязательно должна входить тема обесточения секций СН с неуспешным включением выключателя ввода резервного питания для отработки навыков персонала по ликвидации аварийных ситуаций с частичной или полной потерей питания собственных нужд.

Каждый работник из числа оперативного персонала должен быть проверен в контрольной противоаварийной тренировке, которая осуществляются на рабочих местах или на тренажерах, один раз в три месяца.

Каждый работник должен быть проверен в контрольной противопожарной тренировке один раз в полугодие в соответсвии с требованиями Правил пожарной безопасности в Российской Федерации [2], Норм пожарной безопасности «обучение мерам пожарной безопасности работников организаций» [5].

5.1.9 В объем специальной подготовки оперативного персонала, обслуживающего системы собственных нужд, которая должна проводиться ежемесячно, должно входить:

- выполнение учебных, противоаварийных и противопожарных тренировок, имитационных упражнений и других операций, приближенных к производственным условиям;
- изучение изменений, внесенных в обслуживаемые схемы и оборудование;
- ознакомление с текущими распорядительными документами по вопросам аварийности и травматизма;
- проработка обзоров несчастных случаев и технологических нарушений, произошедших на подстанции;
- проведение инструктажей по вопросам соблюдения правил технической эксплуатации, производственных и должностных инструкций;
- разбор отклонений технологических процессов, пусков и остановок электрооборудования.

Программу специальной подготовки оперативного персонала определяет технический руководитель организации собственника подстанции.

В программу специальной подготовки обязательно должны входить противоаварийные тренировки по отработке навыков персонала по предупреждению и ликвидации аварийных ситуаций с частичной или полной потерей питания собственных нужд.

Переключения в электроустановках разрешается выполнять оперативному (оперативно- ремонтному) персоналу, знающему ее схему, расположение оборудования и устройств РЗА, обученному правилам выполнения операций с коммутационными аппаратами и ясно представляющему последовательность переключений, прошедшему проверку знаний Межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [2] и производственных инструкций. Допуск к оперативной работе разрешается после прохождения дублирования на рабочем месте.

5.1.10 Работники подстанции, обслуживающие системы собственных нужд подстанции, должны быть обучены приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока и оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях на производстве в соответствии с требованиями Межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [3].

5.2 Технический контроль и технологический надзор

5.2.1 На каждой подстанции должен быть организован постоянный и периодический контроль (осмотры, технические освидетельствования, обследования) технического состояния энергоустановок, определены уполномоченные за их состояние и безопасную эксплуатацию лица из числа руководителей производственных подразделений (служб, лабораторий), а также назначен персонал (инженеры- инспекторы) по электротехническому и технологическому надзору и утверждены его должностные функции.

Лица, ответственные за техническое состояние и безопасную эксплуатацию оборудования и осуществляющие технический и технологический надзор, назначаются руководителем подстанции.

Лица, контролирующие техническое состояние и безопасную эксплуатацию оборудования системы собственных нужд подстанции, должны обеспечивать соблюдение технических условий при эксплуатации оборудования, учет его состояния, расследование и учет отказов в работе электрооборудования и вторичных систем, ведение эксплуатационной и ремонтной документации.

Лица, осуществляющие технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования системы собственных нужд подстанции, должны:

- организовывать расследование нарушений в эксплуатации оборудования;
- вести учет технологических нарушений в эксплуатации оборудования;
- контролировать состояние и ведение технической документации;
- вести учет выполнения профилактических противоаварийных и противопожарных мероприятий;
- принимать участие в организации работы с персоналом в соответствии с требованиями «Положения об организации работы по подготовке и аттестации

специалистов организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору» [3] .

5.2.2 Постоянный контроль технического состояния электрооборудования систем питания СН производится оперативным персоналом подстанции.

Объем и порядок контроля устанавливается местными должностными и производственными инструкциями по эксплуатации электрооборудования системы собственных нужд подстанции.

5.2.3 Периодические осмотры электрооборудования систем питания СН производятся руководящими работниками подстанции, начальниками служб организации эксплуатирующей подстанцию и их заместителями, а также лицами, уполномоченными контролировать их безопасную эксплуатацию (инженеры-инспекторы).

Периодичность осмотров устанавливается графиком, утвержденным техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальном журнале.

5.2.4 Все электрооборудование систем питания СН подстанции, подлежит техническому контролю и технологическому надзору представителями органа в сфере контроля и надзора в электроэнергетике.

При этом контролируется:

- соответствие схемы СН подстанции проекту;
- состояние и эксплуатация трансформаторов и распределительных устройств СН подстанции, наличие утвержденных ремонтных схем для крупных подстанций со сложной схемой собственных нужд подстанции;
- выполнение графиков ремонта, ремонтная документация;
- работоспособность резервных источников питания ответственных механизмов и устройств, состояние сети переменного и постоянного тока;
- состояние рабочего и аварийного освещения;
- состояние оперативной и технической документации по СН подстанции;
- подготовленность и квалификация персонала по эксплуатации электрооборудования.

5.2.5 Всё электрооборудование систем питания СН подстанции должно быть обеспечено техническим освидетельствованием, которое проводится по истечении срока службы, установленного документацией изготовителя электрооборудования. При этом срок проведения последующего освидетельствования устанавливается с учетом состояния оборудования.

Техническое освидетельствование электрооборудования систем питания СН производится комиссией, возглавляемой техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию или его заместителем. В комиссию включаются руководители и специалисты электротехнических служб подстанции, обслуживающие электрооборудование, специалисты специализированных организаций и органов в сфере контроля и надзора в электроэнергетике.

В объем технического освидетельствования должны быть включены: осмотр оборудования, проверка технической документации, испытания на соответствие условиям безопасности оборудования. Одновременно с техническим освидетельствованием должна осуществляться проверка выполнения мероприя-

тий, намеченных по результатам расследования нарушений работы подстанции и несчастных случаев при ее обслуживании, а также мероприятий, разработанных при предыдущем техническом освидетельствовании.

Результаты технического освидетельствования должны быть занесены в технический паспорт подстанции.

5.3 Организация технического обслуживания и ремонта

5.3.1 На каждой подстанции должны быть распределены границы и функции по обслуживанию оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций между структурными подразделениями (службами, лабораториями), а также определены должностные обязанности персонала.

5.3.2 В зону обслуживания службы ПС (электротехнической службы) по системам СН должно входить следующее оборудование и вторичные системы:

- трансформаторы собственных нужд со вспомогательными устройствами;
- реакторы собственных нужд со вспомогательными устройствами;
- кабельные линии питания СН;
- распределительные устройства СН напряжений 6 (10) и 0,4 кВ;
- кабельные вводы питания сборок питания 0,4 кВ вместе с вводами подключения этих кабелей;
- сеть линий питания силового и оперативного постоянного тока от ЩПТ или АУ;
- аккумуляторные установки;
- аппаратура и цепи устройств управления, блокировки, автоматики, релейной защиты и сигнализации электрооборудования систем питания СН;
- устройства управления переключением ответвлений обмоток трансформаторов собственных нужд под нагрузкой и регулирования напряжения;
- электрооборудование систем маслохозяйства подстанций;
- электрооборудование систем вентиляции помещений СН подстанции;
- электрооборудование систем освещения наружных территорий, где расположено электрооборудование систем собственных нужд подстанции и помещений СН;
- системы устройств заземления электрооборудования собственных нужд подстанции;
- средства электрических измерений, преобразователи тока, напряжения, мощности и других электрических параметров электрооборудования системы собственных нужд подстанции (классические или на основе АСУ ТП).

5.3.3 Эксплуатация электрооборудования и вторичных устройств систем СН подстанции включает оперативное и техническое обслуживание при вводе в работу электрооборудования, в процессе его работы, а также при выводе в ремонт и приемке из ремонта. Эксплуатация электрооборудования и вторичных устройств маслохозяйства, АУ, АСУ ТП выполняется также в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.010.016- 2009, СТО 70238424.27.010.018- 2009, СТО 70238424.27.010.022- 2009, СТО 70238424.27.010.024- 2009, СТО 70238424.27.010.040- 2009, СТО 70238424.27.010.049- 2009,

СТО 70238424.27.010.058- 2009, СТО 70238424.27.100.063- 2009, СТО 70238424.27.100.052- 2009, СТО 70238424.27.100.065- 2009,

5.3.4 Оперативный персонал подстанции осуществляет круглосуточное оперативное и техническое обслуживание электрооборудования и вторичных устройств системы собственных нужд подстанции.

В обязанности оперативного персонала, обслуживающего системы собственных нужд подстанции входят:

- контроль режима работы трансформаторов и реакторов СН, кабелей по измерительным приборам, системы сигнализации, освещения и вентиляции посредством обхода и осмотра;
- ведение оперативной и технической документации;
- переключения в схемах системы собственных нужд подстанции и обеспечение надежного питания потребителей СН подстанции в ремонтных режимах основного электрооборудования;
- выявление дефектов в работе электрооборудования, неисправностей в устройствах РЗА, их цепях и вспомогательных устройствах и принятие мер к устранению неполадок;
- опробование оборудования и автоматических устройств;
- ввод в работу оборудования системы собственных нужд подстанции и вывод из работы;
- организацию рабочих мест при выполнении ремонтных работ (подготовка к проведению работ по заявке, выполнение мероприятий в соответствии с правилами по охране труда для безопасного проведения работ, целевой инструктаж, допуск к работе по нарядам и распоряжениям, принятие рабочих мест для ввода оборудования в работу).

5.3.5 Персонал электротехнической службы подстанции обеспечивает техническое обслуживание, ремонт, наладку вторичных устройств (устройства управления, автоматики, защиты, измерения, информации) и высоковольтные испытания электрооборудования собственных нужд ПС.

5.3.6 Пусконаладочные и ремонтные работы по системам собственных нужд подстанции могут выполняться сторонними специализированными организациями по договорам.

5.4 Техническое обслуживание и ремонт системы собственных нужд подстанции

5.4.1 На каждой подстанции должны быть организованы техническое обслуживание, плановые ремонт и модернизация оборудования системы собственных нужд подстанции.

5.4.2 Объем технического обслуживания и планового ремонта должен определяться необходимостью поддержания исправного и работоспособного состояния оборудования с учетом его фактического технического состояния.

Перед началом ремонта и во время его проведения комиссией, состав которой утверждается техническим руководителем организации эксплуатирующей

подстанцию, должны быть выявлены все дефекты и составлена ведомость основных параметров технического состояния оборудования.

5.4.3 Перед началом ремонта техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию должны назначаться ответственные представители для участия во входном контроле оборудования, запасных частей и материалов, дефектации, подготовке технических решений, контроле качества, приемке из ремонта узлов и систем оборудования.

5.4.4 Приемка оборудования системы собственных нужд подстанции из ремонта должна осуществляться приемочной комиссией, назначенной распорядительным документом. В состав комиссии должны входить ответственные представители от подстанции и руководитель ремонтных работ.

5.4.5 Приемочная комиссия должна осуществлять:

–контроль документации, составленной перед ремонтом, в процессе ремонта и после ремонта и отражающей техническое состояние оборудования и качество выполненных ремонтных работ;

–предварительную оценку качества отремонтированного оборудования и качества выполненных ремонтных работ;

–уточнение технического состояния оборудования по данным эксплуатации в течение месяца после включения под нагрузку, а также по данным послеремонтных испытаний;

–окончательную оценку качества отремонтированного оборудования и оценку качества выполненных ремонтных работ.

Приемка электрооборудования системы собственных нужд подстанции из ремонта должна производиться по программе, согласованной с исполнителями и утверждается техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию.

5.4.6 Электрооборудование и вторичные устройства системы собственных нужд подстанции должны выводиться в плановый ремонт по графику и, как правило, одновременно с основным силовым оборудованием. Вывод в ремонт должен быть оформлен заявкой, подаваемой главным инженером организации эксплуатирующей подстанцию.

Вывод в ремонт энергооборудования, устройств РЗА, ТАИ, а также оперативно- информационных комплексов СДТУ из работы в резерв и резерва в ремонт и для испытаний, даже по утверждённому плану, должен быть оформлен заявкой, подаваемой в орган диспетчерского управления, осуществляющий их оперативно- диспетчерское управление. Заявки делятся на плановые, неплановые, неотложные и аварийные. Сроки подачи заявок и сообщение об их разрешении должны быть установлены соответствующим органом управления в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.010.018- 2009, СТО 70238424.27.010.022- 2009, СТО 70238424.27.010.024- 2009.

Заявки должны быть утверждены техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанции.

5.4.7 Испытания в системе СН подстанции необходимо проводить по рабочим программам, разработанным в соответствии с заводскими и эксплуатацион-

ными инструкциями. Рабочие программы утверждаются техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию.

5.4.8 Ремонт трансформаторов собственных нужд и их составных частей (РПН, системы охлаждения) выполняется по мере необходимости в зависимости от их технического состояния, определяемого измерениями, испытаниями и внешним осмотром.

Сроки ремонта устанавливаются техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.010.028- 2009.

5.4.9 Профилактические испытания трансформаторов собственных нужд должны проводиться в соответствии с А.1 ÷ А.3 (приложение А), заводскими инструкциями и СТО 70238424.27.010.028- 2009.

5.4.10 Испытания электрооборудования системы собственных нужд подстанции должны проводиться в соответствии с А.1, А.2, А.4, А.5, А.6, А.7, А.8, А.9, А.10, А.11, А.12, А.13 (приложение А) и заводскими инструкциями на электрооборудование и вторичные системы.

5.4.11 Первый текущий и средний ремонт оборудования РУ СН должен производиться в сроки, указанные в технической документации заводов-изготовителей на поставленное оборудование. Периодичность последующего среднего ремонта устанавливается исходя из опыта эксплуатации решением технического руководителя организации эксплуатирующей подстанцию.

Текущий ремонт оборудования РУ, а также проверки его действия (опробования) должны производиться по мере необходимости в сроки, установленные техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию.

После исчерпания ресурса должен производиться средний ремонт оборудования РУ независимо от продолжительности его эксплуатации.

5.4.12 Персонал, эксплуатирующий подстанцию должен выполнять техническое обслуживание и ремонт силовых кабельных линий, направленные на обеспечение их надежной работы.

Кабельные линии должны быть обеспечены периодическими профилактическими испытаниями повышенным напряжением постоянного тока в соответствии с требованиями А.1, А.2, А.15 (приложение А), СТО 70238424.27.010.049-2009 и заводскими инструкциями. Необходимость специального контроля состояния кабельных линий 6- 10 кВ, выполненных с применением однофазных экранированных кабелей из сшитого полиэтилена, определяется техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию.

Необходимость внеочередных испытаний на кабельных линиях определяется техническим руководителем организации, эксплуатирующей подстанцию.

5.4.13 Устройства РЗА и вторичные цепи должны быть проверены и опробованы в объеме и в сроки в соответствии с приложением Б СТО 70238424.27.010.040- 2009 и местными инструкциями.

После неправильного срабатывания или отказа срабатывания этих устройств должны быть произведены дополнительные (послеаварийные) проверки.

5.4.14 Оборудование, прошедшее капитальный или средний ремонт, подлежит приемо-сдаточным испытаниям под нагрузкой в течение 48 часов.

Для оценки качества ремонта производится последующая подконтрольная эксплуатация в течение месяца.

Результаты проверок и испытаний при техническом обслуживании и ремонтах электрооборудования системы собственных нужд подстанции и их вторичных систем, результаты приемо-сдаточных испытаний после ремонтов должны быть внесены в протоколы приемо-сдаточных испытаний.

5.5 Техническая документация

5.5.1 На каждой подстанции в состав технической документации по системам СН должны входить следующие документы: первичные акты индивидуального опробования и испытания электрооборудования, акты приемочных комиссий, проектная документация, паспорта и техническая документация электрооборудования, производственные и должностные инструкции, оперативные схемы, исполнительные схемы первичных и вторичных электрических соединений.

Комплект технических документов должен храниться в техническом архиве эксплуатирующей организации.

5.5.2 Для структурного подразделения подстанции, эксплуатирующего систему собственных нужд, должен быть установлен перечень необходимых инструкций, положений, исполнительных и оперативных схем, утвержденный техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию.

Исполнительные схемы первичных электрических соединений системы собственных нужд подстанции должны проверяться на их соответствие фактическим эксплуатационным не реже 1 раза в 3 года с отметкой на них о проверке. В эти же сроки должны пересматриваться инструкции по эксплуатации и перечни необходимых инструкций и исполнительных схем.

Оперативные схемы должны включать комплекты схем электрических соединений для нормальных и ремонтных режимов (вывод в ремонт или резерв рабочих и резервных трансформаторов СН, рабочих и резервных линий питания СН, секций распределительных устройств СН). Оперативные схемы нормальных и ремонтных режимов должны разрабатываться с учетом обеспечения надежного питания и резервирования СН.

При разработке схем следует учитывать рекомендации, приведенные в приложении В.

Нормальные и ремонтные схемы должны ежегодно утверждаться техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию.

5.5.3 На рабочих местах персонала подстанции, обслуживающего системы собственных нужд подстанции, должны находиться должностные инструкции и документация в объеме, соответствующем его должностным функциям.

Должностные инструкции должны включать:

- требования к уровню профессиональной подготовки;
- подчиненность работника в административном и оперативном отношении;
- организацию рабочего места;

- объем знаний, обязательный для работника, занимающего данную должность (принцип работы, технические характеристики, режимы работы и территориальное расположение обслуживаемого оборудования, требования к безопасной эксплуатации, порядок ведения технической документации);
- перечень руководящих, нормативных документов;
- должностные обязанности и права;
- зону обслуживания и перечень закрепленного оборудования и устройств;
- производственные взаимоотношения с вышестоящим, подчиненным и связанным с ним по работе персоналом.

Организация разработки, периодического пересмотра технической документации или внесения в нее изменений (должностные и производственные инструкции, схемы электрических соединений, программы испытаний, графики ремонтов, проверок, опробования, осмотров оборудования и устройств) должна возлагаться на инженерно- технических работников электротехнической службы организации эксплуатирующей подстанцию. Разработанные или пересмотренные технические документы должны подписываться начальником электротехнической службы организации эксплуатирующей подстанцию, согласовываться с производственно- техническим отделом организации эксплуатирующей подстанцию и утверждаться техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию.

5.5.4 На рабочем месте старшего оперативного персонала подстанции в состав технической документации (наличие оперативной документации требуется только на подстанциях с постоянным дежурным персоналом) должны находится следующие документы:

- суточная оперативная исполнительная схема электрических соединений собственных нужд подстанции (может быть представлена в электронном виде, на бумаге, в макетной форме);
- комплект схем электрических соединений собственных нужд подстанции;
- оперативный журнал;
- журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики;
- карты уставок релейной защиты и автоматики;
- журнал распоряжений;
- журнал учета работы по нарядам и распоряжениям;
- журнал или картотека дефектов и неполадок с оборудованием;
- журнал контроля изоляции электрооборудования;
- комплект действующих в электротехнической службе производственных и должностных инструкций, в состав которых должны входить инструкции по эксплуатации электрооборудования и вторичных устройств системы собственных нужд подстанции, оперативным переключениям в схеме электрических соединений собственных нужд подстанции;
- правила и инструкции по технике безопасности, пожарной безопасности и тушению пожара;
- график работы оборудования (с опробованием АВР);
- график опробования защит, блокировок и сигнализации;
- журнал регистрации инструктажа на рабочем месте;

- бланки переключений и типовые бланки переключений;
- перечень переключений, выполняемых по бланкам;
- графики осмотров оборудования и кабельных каналов;
- журналом заявок на вывод в ремонт оборудования (на подстанциях с постоянным дежурным персоналом)

На рабочем месте дежурного электромонтера в состав технической документации должно входить:

- суточная оперативная исполнительная схема электрических соединений собственных нужд подстанции (может быть представлена в электронном виде или на бумаге);
- комплект схем электрических соединений системы собственных нужд;
- оперативный журнал;
- журнал распоряжений;
- журнал учета работы по нарядам и распоряжениям;
- журнал или картотека дефектов и неполадок с оборудованием;
- правила и инструкции по технике безопасности, пожарной безопасности и тушению пожара;
- комплект действующих производственных и должностных инструкций, в состав которых должны входить инструкции по эксплуатации электрооборудования и вторичных устройств, оперативным переключениям в схеме электрических соединений собственных нужд подстанции.

Перечень необходимой документации утверждается техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию.

5.5.5 В подразделениях, выполняющих техническое обслуживание системы собственных нужд подстанции, должна быть техническая документация, необходимая для выполнения технического обслуживания системы собственных нужд подстанции. В состав документации должны входить:

- исполнительные рабочие схемы первичных и вторичных электрических соединений системы электроснабжения СН;
- паспорта (копии) на оборудование;
- протоколы первичных и периодических проверок и испытаний оборудования, устройств защит, управления, информации, автоматики;
- технические данные об устройствах в виде карт уставок и характеристик;
- протоколы поузловых и комплексных проверок и испытаний;
- комплект инструкций, методических указаний, правил, необходимый для выполнения технического обслуживания системы собственных нужд подстанции;
- графики ремонтов, проверок, опробования, осмотров.

5.5.6 Все изменения в системе собственных нужд подстанции, выполненные в процессе эксплуатации, должны быть внесены в соответствующие технические документы (нормативные документы, схемы) до ввода в работу, при этом указывается дата внесения изменения, должности исполнителей и ответственных лиц.

Информация об изменениях в технической документации должна доводиться до сведения работников (с записью в журнале распоряжений), для которых знание измененных документов является обязательным.

Административно-технический персонал соответственно должностным инструкциям и установленным графикам осмотров и обходов оборудования и устройств, входящих в систему собственных нужд подстанции, должен проверять оперативную документацию и принимать необходимые меры к устранению дефектов и нарушений в работе оборудования и персонала.

5.6 Общие требования к инструкциям по эксплуатации электрооборудования и вторичным устройствам системы собственных нужд подстанции.

5.6.1 На каждой подстанции должны быть разработаны инструкции по эксплуатации электрооборудования и вторичных устройств систем СН, а также инструкции по предупреждению и ликвидации аварий и по переключениям в электроустановках, учитывающие особенности нормальных и ремонтных схем электрических соединений системы собственных нужд подстанции, конструкцию и состав оборудования, особенности систем управления и защиты.

5.6.2 Инструкции по эксплуатации должны быть составлены на основании требований настоящего стандарта, инструкций заводов- изготовителей, Федерального Закона от 30.06.2006 №90- ФЗ, правил безопасности по охране труда [2], «Технического регламента о пожарной безопасности» и учитывать особенности эксплуатации электрооборудования систем СН конкретной подстанции.

5.6.3 Инструкции по эксплуатации должны включать перечень конкретных действий персонала по выявлению и устранению возникших неисправностей электрооборудования, нарушений режимов работы системы собственных нужд подстанции, а также по ликвидации типичных аварий

5.6.4 В инструкциях по эксплуатации должны быть приведены граничные условия допускаемых режимов работы электрооборудования, входящего в системы собственных нужд подстанции (рабочие и резервные трансформаторы СН, рабочие и резервные линии питания).

5.6.5 Инструкции по эксплуатации электрооборудования системы собственных нужд подстанции и их вторичных устройств должны быть утверждены техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию.

6 Технические требования к системам собственных нужд подстанции.

6.1 Требования к оперативным схемам.

6.1.1 Схемы электрических соединений объекта электроэнергетики ежегодно утверждаются соответствующим субъектом электроэнергетики. Схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону диспетчерского центра, утверждаются руководителем этого диспетчерского центра.

6.1.2 Все переключения в схемах СН объектов электроэнергетики осуществляются в соответствии с инструкциями по производству переключений соответствующих субъектов электроэнергетики.

6.1.3 Субъекты электроэнергетики и диспетчерские центры определяют в отношении соответствующих объектов электроэнергетики перечни переключений, требующих соблюдения строгой последовательности операций (сложных переключений). Указанные перечни пересматриваются при изменении схемы электрических соединений и состава оборудования объекта электроэнергетики.

Сложные переключения осуществляются на основании документов, устанавливающих состав и последовательность соответствующих операций (программ и бланков переключений).

6.1.4 В диспетчерской команде по осуществлению переключений указывается последовательность операций со степенью детализации, не допускающей неверную трактовку команды дежурным работником. Дежурному работнику подается одновременно не более одной диспетчерской команды, содержащей операции одного целевого назначения.

6.1.5 Персонал, эксплуатирующий собственные нужды переменного и постоянного тока должен контролировать и обеспечивать надежность их питания от независимого источника при одновременном соблюдении следующих условий:

- каждая из секций должна иметь питание от независимого источника;
- секции шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций шин.

6.1.6 Расчеты проектной организацией токов коротких замыканий в цепях, 6- 10 и 0,4 кВ и в сети оперативного постоянного тока должны выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 52735, ГОСТ 29176 и ГОСТ Р 52736.

6.1.7 Персонал эксплуатирующий подстанцию должен контролировать нахождение «в горячем резерве» резервных трансформаторов СН, т.е. на первичную сторону должно постоянно подаваться напряжение и должна постоянно находиться в работе схема АВР СН, обеспечивающая, при необходимости, включение работающего на холостом ходу резервного трансформатора СН на секцию, потерявшую питание.

6.1.8 Персонал эксплуатирующий подстанцию должен пользоваться набором необходимых ремонтных схем СН, учитывающих одновременный вывод в ремонт электротехнического оборудования и обеспечивающих надежное питание и резервирование СН в ремонтных режимах. При разработке ремонтных схем следует учитывать рекомендации, приведенные в приложении В.

6.1.9 Персонал эксплуатирующий подстанцию должен не допускать присоединения потребителей (поселков, административных зданий и прочих объектов, не отнесенных к СН подстанции) к шинам распределительных устройств собственных нужд.

6.2 Работа автоматических регуляторов РПН трансформаторов СН должна проверяться оперативным персоналом комплексно по условиям работы энергосистемы, для обеспечения требуемого уровня напряжения на шинах СН.

Комплексная проверка должна выполняться по специальным программам, утвержденным техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию.

6.3 На случай полной и длительной (не более 10 часов) потери напряжения переменного тока на подстанции оперативный персонал должен обеспечить контроль и проверку включения надежного питания ответственным потребителей от аккумуляторной батареи.

Аккумуляторная батарея при исчезновении переменного напряжения должна обеспечивать питание аварийного освещения, преобразовательных агрегатов и питание постоянно подключенных потребителей (системы управления, защит, измерения, сигнализации) в соответсвии с требованиями СТО 70238424.27.100.063- 2009.

6.4 Для потребителей, не допускающих перерыва питания, должны быть включены агрегаты бесперебойного питания. Оперативный персонал должен обеспечить контроль и проверку работы АБП.

6.5 В цепях электродвигателей 0,4 кВ и линий питания сборок в качестве защитных аппаратов применяются автоматические выключатели, согласованные по селективности. Оперативный персонал должен выполнять проверку селективности автоматических выключателей. При этом защита присоединений 0,4 кВ от токов коротких замыканий должна осуществляться мгновенными расцепителями, которые должны срабатывать при дуговом коротком замыкании в конце защищаемого участка сети, а расцепители с зависимыми характеристиками должны выполнять функцию резервирования. Схемы управления контакторов и магнитных пускателей в цепях ответственных электродвигателей 0,4 кВ должны обеспечивать их повторное включение при восстановлении напряжения после его кратковременного снижения. СТО 70238424.27.100.052-2009 Оперативный персонал должен выполнять проверку защит присоединений 0,4 кВ.

6.6 На подстанциях для всех присоединений СН 0,4 и 6-10 кВ, присоединений 220 В сети оперативного постоянного тока, а также цепей 100 В трансформаторов напряжения СН должны быть выполненные проектной или эксплуатирующей организацией расчеты параметров срабатывания, включая расчеты токов коротких замыканий и чувствительности защит. Оперативный персонал должен их знать и использовать в своей работе.

Для вновь строящихся, расширяемых, реконструируемых подстанций расчеты параметров срабатывания защит и автоматики должны быть выполнены проектной организацией и переданы подстанции.

При наличии расчетов параметров срабатывания, выполненных проектной организацией, эксплуатирующая организация должна проверить их с учетом фактических параметров установленного оборудования и проложенных кабелей.

7 Приемка в эксплуатацию электрооборудования системы собственных нужд подстанции

7.1 Перед приемкой в эксплуатацию систем СН 6-10 кВ и 0,4 кВ должны быть полностью закончены строительно-монтажные работы, выполнены наладка, испытания, подготовлена техническая документация (протоколы наладки и испытаний, исполнительные схемы), осуществлена приемка электрооборудования и вторичных систем.

Прокладка и монтаж кабельных линий всех напряжений, сооружаемых организациями других ведомств и передаваемых в эксплуатацию, должны быть выполнены под техническим надзором эксплуатирующей организации.

Персонал подстанции, выполняющий технический надзор, обязан ознакомиться с проектом прокладки и монтажа кабельных линий, перед прокладкой проверить по документам и осмотром состояние и качество кабелей на барабанах, а также кабельных муфт и монтажных материалов, проверить качество работ в процессе прокладки и монтажа кабельной линии и правильность выполнения маркировки.

Комиссия по приемке кабельных линий в эксплуатацию обязана проверить техническую документацию, произвести обход трассы кабельной линии, проверку выполненных работ (скрытые работы при необходимости проверяются выборочно), а также ознакомиться с результатами испытания кабельных линий.

7.2 Ввод в эксплуатацию системы собственных нужд подстанции, как правило, должен осуществляться в составе комплекса работ при пуске очереди, реконструкции подстанции.

Для осуществления предпусковых проверок и испытаний оборудования пускового комплекса в соответствии с графиком ПНР ввод в эксплуатацию системы СН допускается осуществлять поэтапно, отдельными установками (например: ввод в работу отдельных секций СН с питанием от резервных источников).

7.3 Работы по вводу в эксплуатацию системы собственных нужд подстанции (или отдельных ее частей) должны включать:

- индивидуальные проверки и испытания силового электрооборудования и кабелей;
- индивидуальные проверки и испытания вторичных устройств и цепей;
- комплексные проверки функционирования вторичных систем во взаимосвязи с другим оборудованием и устройствами;
- подачу напряжения на шины СН;
- проверку работы оборудования и устройств, входящих в систему СН в режимах нагрузки.

Результаты индивидуальных, комплексных проверок и испытаний электрооборудования и вторичных устройств должны быть оформлены протоколами в соответствии с их действующими формами.

7.3.1 Индивидуальные проверки и испытания силового оборудования и кабелей должны быть выполнены в соответствии с приложением А:

- трансформаторы СН, РПН, ПБВ – А.3;

- трансформаторы тока СН – А.4;
- трансформаторы напряжения СН – А.5;
- реакторы – А.13;

Профилактические испытания трансформаторов (реакторов) СН должны проводиться в соответствии с объёмом и нормами испытаний электрооборудования, заводскими инструкциями и СТО 70238424.27.010.028-2009.

- выключатели – А.6, А.7, А.8;
- разъединители – А.9;
- комплектные распределительные устройства – А.10;
- комплектные экранированные токопроводы – А.11:
- сборные и соединительные шины – А.12;

Испытания электрооборудования РУ должны проводиться в соответствии с объёмом и нормами испытаний электрооборудования и заводскими инструкциями.

- силовые кабельные линии – А.15;

Кабельные линии должны периодически подвергаться профилактическим испытаниям повышенным напряжением постоянного тока в соответствии с объёмом и нормами испытаний электрооборудования и заводскими инструкциями.

- аппараты и вторичные цепи – А.14.

Индивидуальные, комплексные проверки и испытания устройств РЗА, дистанционного управления и сигнализации электрооборудования системы собственных нужд подстанции должны быть выполнены в соответствии с приложением Б.

Персонал, эксплуатирующий устройства РЗА и вторичные цепи должен проверять и опробовать их в объёме и в сроки, указанные в инструкциях.

После неправильного срабатывания или отказа срабатывания этих устройств эксплуатирующий персонал должен произвести дополнительные (послеаварийные) проверки.

7.3.2 Комплексные проверки, выполняемые эксплуатационным персоналом, вторичных систем во взаимосвязи с другим оборудованием и устройствами должны включать:

- проверку состояния и функционирования устройств защиты, контроля, обеспечивающих питание оперативным постоянным током вторичных систем электрооборудования СН;
- проверку функционирования устройств РЗА силового электрооборудования системы собственных нужд подстанции и взаимосвязи между отдельными устройствами;
- проверку систем управления коммутационными аппаратами, включающую контроль их взаимодействия с устройствами РЗА;
- проверку систем контроля силового оборудования и секций РУСН;
- проверку систем управления, РЗА, информации во взаимосвязи с системами оперативного управления и контроля (щиты управления с АСУ ТП и щиты управления с традиционными средствами управления и контроля).

7.3.3 До постановки под напряжение системы собственных нужд подстанции должны быть выполнены условия для надежной и безопасной работы элек-

трооборудования, укомплектован и обучен соответствующий эксплуатационный (оперативный и ремонтный) персонал, рабочие места эксплуатационного персонала укомплектованы схемами, инструкциями и другими техническими документами.

Готовность системы собственных нужд подстанции для постановки под напряжение должна быть подтверждена наличием протоколов проверки и испытаний кабельных линий, электрооборудования, вторичных устройств и оформлена записью в журнале. В проверке готовности должны принимать участие персонал наладочной организации и инженерно- технический персонал электротехнической службы и службы РЗА организации эксплуатирующей подстанцию.

Программа подачи напряжения на шины системы собственных нужд подстанции утверждается техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию после получения разрешения на постановку под напряжение от представителя органов государственного контроля и надзора и диспетчерского центра субъекта оперативно- диспетчерского управления, если это оборудование является объектом диспетчеризации.

7.3.4 Постановка под напряжение питающих элементов, секций СН должна производиться оперативным персоналом подстанции по специальным программам, утвержденным техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию. Оперативные переключения должны выполняться в соответствии с производственными и должностными инструкциями.

7.3.5 При постановке под напряжение секции распределительных устройств СН 0,4, 6 или 10 кВ должны выполняться операции в соответствии с бланками переключений, при этом должна соблюдаться следующая последовательность операций:

- проверка окончания всех работ и закрытия нарядов на выполнение работ на питающем оборудовании и секциях РУСН;

- осмотр оборудования, на которое будет подано напряжение, снятие установленных заземлений и проверка отсутствия посторонних предметов на токоведущих частях;

- проверка отсутствия напряжения на секциях РУСН и измерение сопротивления изоляции обмоток питающего трансформатора (реактора) СН, секций РУСН;

- установка выдвижных элементов шкафов присоединений КРУСН в ремонтное положение (для РУСН других конструктивных исполнений: отключение выключателей, разъединителей или рубильников, снятие предохранителей);

- установка выдвижных элементов шкафов рабочих (резервных) вводов питания секций РУСН, трансформаторов напряжения рабочих (резервных) вводов питания СН, шинных трансформаторов напряжения СН в рабочее положение (для РУСН других конструктивных исполнений: включить разъединители или рубильники, установить предохранители);

- включение автоматических выключателей подачи оперативного постоянного тока на цепи управления, защиты и сигнализации выключателя рабочего (резервного) ввода;

- включение выключателя для подачи напряжения на трансформатор СН (или реактированную линию питания) со стороны питания (от блока генератор-трансформатор, с шин ГРУ, от шин ОРУ повышенного напряжения и пр.);

- осмотр и прослушивание оборудования, включенного под напряжение, контроль (при наличии ТН на вводах питания секций) величины вторичных напряжений, чередования фаз, снятие векторных диаграмм, выполнение необходимых измерений в цепях защиты в соответствии с программой работ;

- включение выключателя рабочего (резервного) ввода на секцию РУСН;

- контроль напряжения секции, осмотр и прослушивание оборудования, контроль вторичных напряжений шинного ТН секции, чередования фаз, снятие векторных диаграмм;

- выполнение фазирования напряжений секций РУСН при питании от рабочего и резервного источников.

7.3.6 Проверка работы системы собственных нужд подстанции под нагрузкой должна включать: осмотр и контроль параметров электрооборудования, отсутствие сигналов неисправности, выполнение необходимых измерений в цепях защиты в соответствии с программой работ.

Готовность системы собственных нужд подстанции к комплексному опробованию основного оборудования контролируется рабочей комиссией под руководством технического руководителя организации эксплуатирующей подстанцию и оформляется актом приемки, который утверждается техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию.

7.3.7 Комплексное опробование системы собственных нужд подстанции должно проводиться в составе комплексного опробования энергооборудования подстанции с проектной нагрузкой в течение 72 часов.

8 Обслуживание системы собственных нужд подстанции в нормальных режимах

8.1 В соответствии с требованиями Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике каждый субъект электроэнергетики и потребитель электрической энергии с управляемой нагрузкой определяет работников (дежурных работников), уполномоченных на осуществление в отношении принадлежащего ему оборудования объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки:

- мероприятий, обеспечивающих его эксплуатацию;
- переключений, пусков и отключений в соответствии с установленным настоящими Правилами порядком;
- локализации технологических нарушений и восстановления технологического режима работы;
- подготовки к проведению ремонта.

В случае если устройства управления технологическими режимами работы объекта электроэнергетики находятся непосредственно в диспетчерском центре,

то соответствующие функции по управлению технологическими режимами выполняет диспетчер этого диспетчерского центра.

8.2 При эксплуатации системы собственных нужд подстанции должна обеспечиваться их надежная работа.

Объем контролируемых параметров и сигнализации должен соответствовать нормативной документации.

Обо всех выявленных неисправностях должен быть поставлен в известность вышестоящий оперативный и административно- технический персонал.

Объем контролируемых параметров и сигнализации должен соответствовать СТО 70238424.27.010.058-2009 применительно к электрооборудованию СН подстанции.

8.3 На шинах собственных нужд подстанции напряжение должно поддерживаться в пределах от 100 до 105 % номинального. При необходимости допускается отклонение напряжения в пределах ±10 % от номинального (определяется допустимыми отклонениями напряжения для электродвигателей).

Допустимое отклонение частоты тока питающей сети СН для потребителей (электродвигатели) - в пределах ±2,5 % номинального значения.

8.4 Напряжение на шинах постоянного тока, питающих цепи управления, устройства релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики, в нормальных эксплуатационных условиях допускается поддерживать на 5% выше номинального напряжения электроприемников.

Персонал эксплуатирующий подстанцию контролирует работу устройств АВР для включения резервного питания на сборки и кольцевые магистрали постоянного тока.

Коэффициент пульсации на шинах постоянного тока не должен превышать допустимых значений по условиям надежной работы устройств РЗА.

Коэффициент пульсации на шинах постоянного тока ВЗУ не должен превышать допустимых значений - меньше 1%.

8.5 При эксплуатации силовых трансформаторов СН, входящих в систему СН подстанции, должны выполняться условия их надежной работы. Нагрузки, уровень напряжения, температура отдельных элементов трансформаторов СН, характеристики масла и параметры изоляции должны находиться в пределах норм, которые должны быть приведены в инструкция по эксплуатации; устройства охлаждения, регулирования напряжения, другие элементы должны содержаться в исправном состоянии.

8.5.1 По решению технического руководителя организации эксплуатирующей подстанцию допускается устанавливать неавтоматический режим регулирования напряжения путем дистанционного переключения РПН с пульта управления, если колебания напряжения в системе собственных нужд находятся в пределах, удовлетворяющих требования по уровню напряжения на шинах собственных нужд

Не допускается переключение устройства РПН трансформатора СН, находящегося под напряжением, вручную (рукояткой).

8.5.2 Эксплуатация устройств РПН должна быть организована в соответствии с инструкциями заводов- изготовителей.

8.5.3 Включение в сеть трансформатора СН должно осуществляться толчком на полное напряжение.

8.5.4 Осмотры трансформаторов СН и реакторов без отключения должны производиться один раз в сутки (или в сроки, устанавливаемые техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию в зависимости от их места установки и технического состояния).

При осмотрах необходимо контролировать:

- шумовые характеристики;
- температурный режим трансформатора СН (по показаниям приборов);
- состояние фарфоровых изоляторов, покрышек вводов, разрядников;
- состояние отсечных клапанов;
- состояние фланцевых соединений маслопроводов (наличие течи масла) системы охлаждения, бака и остальных узлов;
- уровень и давление масла;
- состояние системы охлаждения;
- состояние РПН и положение его указателей;
- окраску индикаторного сорбента в патроне или корпусе воздухоосушителя и уровень масла в масляном затворе воздухоосушителя;
- исправность измерительных приборов технологических параметров, маслоуказателей, газовых реле, мембраны выхлопной трубы.

О всех выявленных неисправностях должны быть произведены записи и поставлен в известность вышестоящий оперативный и административно-технический персонал.

8.6 Электрооборудование распределительных устройств системы собственных нужд подстанции должно удовлетворять условиям работы при номинальных режимах, коротких замыканиях, перенапряжениях и нормированных перегрузках.

8.6.1 Все переключения в системе СН подстанции должны выполняться обслуживающим персоналом в соответствии с инструкциями.

На каждой системе собственных нужд подстанции должны быть разработаны перечни видов переключений, выполняемых по обычным бланкам переключений, по типовым бланкам переключений и программам, а также перечень видов переключений, выполнение которых допускается без бланков переключений. В каждом перечне указывается число лиц оперативного (оперативно- ремонтного) персонала, участвующих в тех или иных переключениях.

Перечни сложных переключений пересматриваются при изменении схемы, состава оборудования, устройств защиты и автоматики.

8.6.2 Выключатели и их приводы должны быть оборудованы указателями отключенного и включенного положений.

8.6.3 Распределительные устройства напряжением 3 кВ и выше должны быть оборудованы блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных операций разъединителями, выкатными тележками комплектных РУ (КРУ) и заземляющими ножами.

8.6.4 Для наложения заземлений в РУ напряжением 3 кВ и выше должны, как правило, применяться стационарные заземляющие ножи. В действующих электроустановках, в которых заземляющие ножи не могут быть установлены по

условиям компоновки или конструкции, заземление осуществляется с помощью переносных заземлителей.

Рукоятки приводов заземляющих ножей должны быть окрашены в красный цвет, а заземляющие ножи, как правило, - в черный.

8.6.5 В РУ должны находиться переносные заземления, средства по оказанию первой помощи пострадавшим от несчастных случаев, защитные и противопожарные средства.

В местах хранения защитных средств должен быть вывешен их перечень, утвержденный техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию.

8.6.6 В комплектных распределительных устройствах 6- 10 кВ должны быть введены в работу быстродействующие защиты от дуговых коротких замыканий внутри шкафов КРУ.

8.6.7 Осмотр подстанций без постоянного обслуживающего персонала, должен проводиться не реже одного раза в 30 суток.

Осмотр подстанций с постоянным обслуживающим персоналом, должен проводиться не реже одного раза в 1 сутки.

О всех выявленных неисправностях должны быть произведены записи и поставлен в известность вышестоящий оперативно- диспетчерский и инженерно-технический персонал.

Неисправности должны быть устранены в кратчайший срок.

При осмотрах необходимо контролировать:

- показание измерительных приборов;

- величину сопротивления изоляции (с помощью устройства контроля изоляции);

- состояние коммутационных аппаратов, приводов;

- состояние устройств РЗА, низковольтной аппаратуры.

Контроль концентрации элегаза в помещении КРУ должен производиться с помощью специальных приборов на высоте от 10 до 15 см от уровня пола.

Концентрация элегаза в помещении не должна превышать допустимых норм, указанных в инструкциях заводов-изготовителей аппаратов.

8.7 Эксплуатация аккумуляторной установки должна выполняться в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.100.063-2009, инструкций разработанной и утвержденной организацией эксплуатирующей ПС.

Устройство для контроля изоляции на шинах постоянного оперативного тока должно действовать на сигнал при понижении сопротивления изоляции полюсов до уровня 20 кОм в сети 220 В, 10 кОм в сети 110 В, 6 кОм в сети 60 В, 5 кОм в сети 48 В, 3 кОм в сети 24 В.

В условиях эксплуатации сопротивление изоляции сети постоянного тока должно быть не ниже двукратного значения параметра срабатывания устройства контроля изоляции.

8.8 Электрооборудование системы собственных нужд подстанции должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами РЗА, автоматическими выключателями или предохранителями, в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.010.061-2009.

Устройства РЗА по принципам действия, параметрам срабатывания защит, настройке и выходным воздействиям должны соответствовать режимам работы системы СН подстанции и постоянно находиться в работе.

8.8.1 В эксплуатации должны контролироваться условия нормальной работы аппаратуры РЗА, приведенные в заводской технической документации, и вторичных цепей (отсутствие повышенных температуры, влажности, вибрации, запыления и отсутствие протечек воды).

8.8.2 Все случаи срабатывания и отказа срабатывания устройств РЗА, а также выявляемые в процессе их эксплуатации дефекты должны тщательно анализироваться и учитываться в установленном порядке службами РЗА организации эксплуатирующей подстанцию. Выявленные дефекты должны быть устранены.

8.8.3 Электрооборудование, линии питания и система шин СН должны находиться под напряжением только с включенной релейной защитой от всех видов повреждений. При выводе оперативным персоналом организации эксплуатирующей подстанцию из работы или неисправности отдельных видов защит оставшиеся в работе устройства релейной защиты должны обеспечить полноценную защиту электрооборудования и линий питания СН от всех видов повреждений. Если это условие не выполняется, то присоединение должно быть отключено.

8.8.4 Вновь смонтированные устройства РЗА и вторичные цепи перед вводом в работу должны быть подвергнуты наладке и приемочным испытаниям.

Приемка устройств РЗА должна производиться представителем службы организации эксплуатирующей подстанцию, за которым закреплено вновь вводимые устройства РЗА электрооборудования системы собственных нужд подстанции.

Готовность к включению в работу новых устройств РЗА оформляется записью в журнале релейной защиты.

Ввод в работу новых устройств РЗА может осуществляться только по разрешенной заявке на включение. Перед вводом в работу оперативный персонал должен быть проинструктирован по оперативному обслуживанию новых устройств РЗА.

8.8.5 Порядок оформления и подачи заявки на вывод из работы устройств РЗА должен определяться положением о порядке оформления диспетчерских заявок на изменение режима и эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации (для устройств РЗА, являющихся объектами диспетчеризации) и постановлением Правительства РФ от 26.07.2007 № 484.

8.8.6 Контроль правильности положения переключающих устройств на панелях и шкафах РЗА, крышек испытательных блоков; контроль исправности предохранителей или автоматических выключателей в цепях управления и защит; контроль работы устройств РЗА по показаниям имеющихся на аппаратах и панелях (шкафах) устройств внешней сигнализации и приборов; опробование выключателей и прочих аппаратов; измерение напряжения небалансов в разомкнутом треугольнике трансформатора напряжения СН; опробование устройств автоматического включения резерва, проводимого оперативным персоналом.

Периодичность контроля и опробования, перечень аппаратов и устройств, подлежащих опробованию, порядок операций при опробовании, а также порядок

действий персонала при выявлении отклонений от норм должны быть установлены инструкциями.

8.8.7 Персонал служб РЗА организации эксплуатирующей подстанцию должен периодически осматривать все панели и пульты управления, панели РЗА, сигнализацию, обращая особое внимание на правильность положения переключающих устройств (рубильников, ключей управления, накладок и пр.), крышек испытательных блоков и соответствие их положения схемам и режимам работы электрооборудования системы собственных нужд подстанции.

Периодичность осмотров должна быть установлена техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию.

8.8.8 Выполнение оперативным персоналом переключений на панелях и в шкафах устройств РЗА системы собственных нужд подстанции с помощью ключей, накладок, испытательных блоков и других приспособлений должны применяться таблицы положения указанных переключающих устройств для используемых режимов или другие наглядные методы контроля.

Оперативное управление микропроцессорными устройствами РЗА ячеек, питающих со стороны ВН трансформаторы СН выполняется:

- по месту - с помощью переключающих устройств, устанавливаемых на терминалах, в шкафах (или на дверях шкафов);
- дистанционно - с помощью средств АСУТП.

Положение всех переключающих устройств, параметры устройств РЗА и их изменение должны регистрироваться в устройствах РЗА и фиксироваться в АСУТП.

Об операциях по этим переключениям должна быть сделана запись в оперативный журнал.

8.8.9 Устройства АВР системы собственных нужд подстанции всегда должны быть введены в работу.

Вывод из работы каждого устройства АВР должен быть оформлен заявкой.

Регулярно по графику должны проводиться опробования всех устройств АВР СН и устройств АВР элементов питания систем СН. Каждое опробование устройств АВР должно регистрироваться в специальной графе графика опробования.

В случае отказов устройств АВР во время их опробования или при аварии немедленно принимать меры к устранению выявленных неисправностей.

Порядок эксплуатационных проверок АВР приведен в приложение В.

8.8.10 При эксплуатации силовых кабельных линий, входящих в состав системы собственных нужд подстанции, должно выполняться техническое обслуживание, и ремонт, направленные на обеспечение их надежной работы

8.8.11 В кабельных сооружениях должен быть организован систематический контроль за тепловым режимом работы кабелей, температурой воздуха и работой вентиляционных устройств.

Температура воздуха внутри кабельных туннелей, каналов и шахт в летнее время не должна превышать температуру наружного воздуха более чем на 10°С.

8.8.12 Периодически должны производиться выборочные контрольные осмотры кабельных линий административно- техническим персоналом.

Внеочередные осмотры производятся в период паводков и после ливней, а также при отключении кабельной линии релейной защитой.

Кабельные этажи и каналы на подстанции должны осматриваться оперативным персоналом не реже 1 раза в месяц, а на подстанциях без постоянного оперативного обслуживания – в сроки, установленные техническим руководителем организации собственника энергообъекта.

О выявленных при осмотрах нарушениях на кабельных линиях должны быть сделаны записи в журнале дефектов и неполадок. Нарушения должны устраняться в сроки, установленные техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию.

8.8.13 Технический надзор и эксплуатация устройств пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, установленных в кабельных сооружениях, должны производиться в установленном порядке в соответствии с «Техническим регламентом о пожарной безопасности».

Автоматические установки (водяного и пенного) пожаротушения должны эксплуатироваться в автоматическом режиме запуска и технически исправном состоянии.

На период нахождения в кабельных сооружениях персонала (при обходе и ремонтных работах) запуск установок по конкретному направлению должен переводиться на дистанционное управление с сохранением функционирования автоматической пожарной сигнализации. При этом необходимо разрешение технического руководителя организации эксплуатирующей подстанцию, уведомление пожарной охраны и оформление заявки на вывод из работы оборудования, а после выхода персонала вновь переводиться на автоматический режим. Об изменениях в работе установки пожаротушения на этот период делается запись в оперативном журнале.

9 Обслуживание системы собственных нужд подстанции при неисправностях и аварийных режимах

9.1 При неисправности электрооборудования и вторичных систем, которые не приводят к отключению электрооборудования системы собственных нужд подстанции, оперативный персонал должен установить причину появления сигнала неисправности, осмотреть электрооборудование по месту его установки и принять срочные меры по их устранению.

9.2 При необходимости немедленного отключения оборудование системы собственных нужд подстанции должно быть отключено оперативным персоналом подстанции в соответствии с требованиями производственных и должностных инструкций и предварительным, если это возможно, или последующим уведомлением вышестоящего оперативного и административно–технического персонала.

9.3 При перегрузках трансформатора СН оперативный персонал эксплуатирующий подстанцию должен руководствоваться допустимыми значениями токов и длительностью перегрузки, установленными в заводской инструкции на трансформатор.

В аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов СН сверх номинального тока при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды в следующих пределах:

Таблица 9.3

Масляные трансформаторы					
Перегрузка по току, %	30	45	60	75	100
Длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10
Сухие трансформаторы					
Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
Длительность перегрузки, мин	60	45	32	18	5

9.4 При срабатывании газового реле трансформатора СН на сигнал оперативный персонал должен проконтролировать готовность резервного питания, произвести наружный осмотр трансформатора СН. Для выявления причины его срабатывания должны быть произведены разгрузка и отключение трансформатора СН. Время выполнения мероприятий по разгрузке и отключению трансформатора СН должно быть минимальным. При наличии явных признаков повреждения трансформатор СН должен быть немедленно отключен. При этом должно быть обеспечено сохранение питания СН подстанции от резервных источников. При отсутствии явных признаков повреждения трансформатора СН следует руководствоваться указаниями инструкции по эксплуатации трансформаторов СН

9.5 В случае автоматического отключения трансформатора СН действием защит от внутренних повреждений его можно включать в работу только после осмотра, испытаний и устранения выявленных нарушений.

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

9.6 При неисправности блока автоматического управления РПН он должен быть отключен и устройство РПН должно быть переведено на дистанционное управление.

При отказе схемы дистанционного управления оперативный персонал должен перевести устройство РПН на местное управление и принять срочные меры по выявлению и устранению неисправности.

9.7 Работа по предотвращению и ликвидации аварий в схемах собственных нужд подстанций и электрических станций выполняется в соответствии с требованиями СТО 59012820.29.240.007-2008.

Обесточивание секции СН может быть вызвано:

- отключением трансформатора СН,
- коротким замыканием на секции (полусекции) СН,
- отказом выключателя или защит при КЗ на присоединении секции (полусекции) СН.

9.7.1 Отключение источников питания СН

9.7.1.1 В случае отключения рабочего трансформатора СН по причине:

- отключения СШ, к которой подключен ТСН, действием защит,

- отключения ТСН защитами от внутренних повреждений, необходимо проверить восстановление напряжения на секции (полусекции) СН в результате действия устройства АВР.

Если напряжение на секции (полусекциях) нет, необходимо подать напряжение на обесточенную секцию (полусекцию) от резервного трансформатора СН или секцию с контролем отключенного положения выключателя рабочего ввода ТСН.

9.7.2 Короткое замыкание на секции (полусекции) СН или неотключившееся короткое замыкание на ее присоединении.

9.7.2.1 В случае отключения выключателя рабочего питания секции (полусекции) СН, защит шин и неуспешного АВР следует предположить существование КЗ на шинах секции (полусекции) или неотключившееся КЗ на присоединении этой секции (полусекции).

В этом случае необходимо:

- проверить по указателям действие защит (работа дуговой защиты свидетельствует о наличии КЗ на секции (полусекции) или непосредственно за выключателем в ячейке КРУ). В случае обнаружения сработавшей защиты на отходящем присоединении с неотключившимся выключателем, необходимо отключить его вручную и запитать секцию (полусекцию);
- осмотреть отключившуюся секцию (полусекцию);
- при отсутствии сработавших указателей защит (кроме защит, действующих на вводной или секционный выключатель) и признаков повреждения секции (полусекции), необходимо произвести отключение выключателей всех ее присоединений ключом управления, опробовать секцию (полусекцию) подачей напряжения от резервного трансформатора СН, предварительно замерив ее изоляцию, и поочередно включить присоединения после проверки сопротивления изоляции. Аналогичные действия по подаче напряжения на собственные нужды производятся при работе защит, воздействующих на рабочий ввод и отказе в отключении выключателя рабочего ввода, после разборки его схемы.

9.7.2.2 При отсутствии резерва, если проверка показала, что отключение произошло не от внутренних повреждений, а вследствие перегрузки, внешнего КЗ, от токов небаланса или неисправностей в цепях защиты, допускается повторное включение трансформатора СН без внешнего осмотра.

9.7.3 Короткое замыкание на шинах 0.4 кВ щита СН.

9.7.3.1 В случае отключения рабочего ввода трансформатора СН и неуспешного АВР, предполагается возможность возникновения КЗ на секции или неотключившееся КЗ на присоединении этой секции.

В этом случае необходимо:

- осмотреть защиты трансформатора СН;
- осмотреть отключившуюся секцию;
- при обнаружении дефекта на секции перевести питание присоединений поврежденной секции на другую секцию и принять меры по ремонту поврежденной;
- если дефект не обнаружен, необходимо отключить все присоединения секции автоматами. На тех присоединениях, где нет автоматов - рубильниками.

Затем проверить сопротивление изоляции секции и, если оно соответствует норме, подать напряжение на шины от резервного трансформатора СН. При успешной подаче напряжения необходимо поочередно измерять сопротивление изоляции присоединений и вводить в работу присоединения этой секции. При обнаружении дефектного присоединения должны быть приняты меры по его ремонту.

9.7.4 Исчезновение напряжения на щите постоянного тока аккумуляторной батареи.

9.7.4.1 Исчезновение напряжения на щите постоянного тока аккумуляторной батареи может произойти в результате неселективного действия вводного автомата или КЗ на шинах. В этом случае необходимо:

- при повреждении одной секции шин постоянного тока всю нагрузку перевести на неповрежденную секцию шин;
- при повреждении аккумуляторной батареи, перевести щит постоянного тока на питание от другой аккумуляторной батареи по схеме взаимного резервирования с помощью специального автомата. Если другой аккумуляторной батареи нет или она в ремонте, включить на шины зарядный двигатель- генератор, после чего установить причину отключения батареи и принять меры к устранению этой причины.
- При отсутствии зарядного двигатель- генератора (находится в ремонте), включить подзарядный агрегат и принять меры для ускорения ремонта аккумуляторной батареи и зарядного двигатель- генератора.

9.7.5 Отыскание замыкания на землю в электросети СН.

9.7.5.1 При появлении сигнала о замыкании на землю в электросети СН необходимо по приборам контроля изоляции убедиться в наличии замыкания.

При подтверждении наличия замыкания необходимо проанализировать отсутствие включения присоединений перед появлением замыкания. В случае отсутствия операций по включению необходимо на основании имеющейся информации определить причину замыкания.

Установив наличие замыкания, необходимо выяснить, не проводилось ли включение какого- либо высоковольтного электродвигателя, подключенного к секции, имеющей замыкание на землю, непосредственно перед появлением замыкания на землю. Если какой- либо высоковольтный двигатель поврежденной секции включался, то его надо отключить и вывести в ремонт.

При обнаружении оторванных элементов гибкой связи, их следует отрезать и включить электродвигатель в работу.

9.7.5.2 Если непосредственно перед появлением замыкания на землю включений присоединений к поврежденной секции не производилось, определение места повреждения производится путем поочередного перевода питания присоединений с контролем наличия замыкания на землю.

9.7.5.3 Отыскание места замыкания на землю на секции следует вести поочередным отключением всех присоединений этой секции. Питание секции следует перевести на резервный трансформатор СН.

В последнюю очередь отключается трансформатор напряжения СН, при этом замыкание контролируется индикатором напряжения. Перед отключением

трансформатора напряжения СН необходимо отключить защиту минимального напряжения электродвигателей и работающего трансформатора СН

Если повреждение осталось, следует вывести секцию в ремонт.

10 Требования, обеспечивающие безопасность эксплуатации и технического обслуживания систем собственных нужд подстанции

10.1 Эксплуатация и техническое обслуживание электрооборудования системы собственных нужд подстанции должны выполняться в соответствии с требованиями Межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок [3].

Технический руководитель организации эксплуатирующей подстанцию в зависимости от местных условий должен предусматривать дополнительные меры безопасности, не противоречащие требованиям стандарта. Эти меры безопасности должны быть внесены в соответствующие инструкции по охране труда, доведены до персонала в виде распоряжений, указаний, инструктажа. Персонал должен быть обучен способам оказания первой помощи при несчастных случаях на производстве.

Электроустановки системы собственных нужд подстанции должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи.

10.2 На каждой подстанции должны быть разработаны инструкции о мерах пожарной безопасности для каждой взрывоопасной, пожароопасной, взрывопожароопасной зоны. Все работники подстанции должны допускаться к работе после прохождения противопожарного инструктажа в соответствии с Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации [2], Нормами пожарной безопасности «обучение мерам пожарной безопасности работников организаций» [5].

10.3 Инструкции по эксплуатации и техническому обслуживанию электроустановок должны содержать требования по охране труда и безопасной эксплуатации системы собственных нужд подстанции.

В инструкции о пожарной безопасности должны быть отражены мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при эксплуатации оборудования, производстве пожароопасных работ, обязанности и действия работников при пожаре согласно Правилам пожарной безопасности в Российской Федерации [2], Нормам пожарной безопасности «обучение мерам пожарной безопасности работников организаций»[5].

10.4 На подстанции должен осуществляться контроль соблюдения требований инструкции по охране труда, пожарной безопасности, контроль за проведением инструктажей. Ответственность за состояние охраны труда в организации несет руководитель организации эксплуатирующей подстанцию.

10.5 Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ в соответствии с требованиями Межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [2].

10.5.1 Общие требования. Ответственные за безопасность проведения работ, их права и обязанности

10.5.1.1 Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

10.5.1.2 Ответственными за безопасное ведение работ являются:

- выдающий наряд, отдающий распоряжение,
- утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- член бригады.

10.5.1.3 Выдающий наряд, отдающий распоряжение определяет необходимость и возможность безопасного выполнения работы. Он отвечает за достаточность и правильность указанных в наряде (распоряжении) мер безопасности, за качественный и количественный состав бригады и назначение ответственных за безопасность, а также за соответствие выполняемой работе групп перечисленных в наряде работников.

10.5.1.4 Право выдачи нарядов и распоряжений предоставляется работникам из числа административно- технического персонала организации, имеющим группу V - в электроустановках напряжением выше 1000 В и группу IV - в электроустановках напряжением до 1000 В.

В случае отсутствия работников, имеющих право выдачи нарядов и распоряжений, при работах по предотвращению аварий или ликвидации их последствий допускается выдача нарядов и распоряжений работниками из числа оперативного персонала, имеющими группу IV. Предоставление оперативному персоналу права выдачи нарядов должно быть оформлено письменным указанием руководителя организации.

10.5.1.5 Ответственный руководитель работ назначается, как правило, при работах в электроустановках напряжением выше 1000 В. В электроустановках напряжением до 1000 В ответственный руководитель может не назначаться.

Ответственный руководитель работ отвечает за выполнение всех указанных в наряде мер безопасности и их достаточность, за принимаемые им дополнительные меры безопасности, за полноту и качество целевого инструктажа бригады, в

том числе проводимого допускающим и производителем работ, а также за организацию безопасного ведения работ.

Ответственными руководителями работ назначаются работники из числа административно- технического персонала, имеющие группу V. В тех случаях, когда отдельные работы (этапы работы) необходимо выполнять под надзором и управлением ответственного руководителя работ, выдающий наряд должен сделать запись об этом в строке «Отдельные указания» наряда.

Ответственный руководитель работ назначается при выполнении работ:

- с использованием механизмов и грузоподъемных машин;
- с отключением электрооборудования, за исключением работ в электроустановках, где напряжение снято со всех токоведущих частей, в электроустановках с простой и наглядной схемой электрических соединений, на электродвигателях и их присоединениях в РУ;
- на КЛ и КЛС в зонах расположения коммуникаций и интенсивного движения транспорта;
- по установке и демонтажу опор всех типов, замене элементов опор ВЛ;
- в местах пересечения ВЛ с другими ВЛ и транспортными магистралями, в пролетах пересечения проводов в ОРУ;
- по подключению вновь сооруженной ВЛ;
- по изменению схем присоединений проводов и тросов ВЛ;
- на отключенной цепи многоцепной ВЛ с расположением цепей одна над другой или числом цепей более 2, когда одна или все остальные цепи остаются под напряжением;
- при одновременной работе двух и более бригад;
- по пофазному ремонту ВЛ;
- под наведенным напряжением;
- без снятия напряжения на токоведущих частях с изоляцией человека от земли;
- на оборудовании и установках СДТУ по устройству мачтовых переходов, испытанию КЛС, при работах с аппаратурой НУП.

Необходимость назначения ответственного руководителя работ определяет выдающий наряд, которому разрешается назначать ответственного руководителя работ и при других работах, помимо перечисленных.

10.5.1.6 Допускающий отвечает за правильность и достаточность принятых мер безопасности, и соответствие их мерам, указанным в наряде, характеру и месту работы, за правильный допуск к работе, а так же за полноту и качество проводимого им инструктажа членов бригады.

Допускающие должны назначаться из числа оперативного персонала. В электроустановках напряжением выше 1000В допускающий должен иметь группу IV, а в электроустановках до 1000 В - группу III.

Допускающим может быть работник, допущенный к оперативным переключениям распоряжением руководителя организации.

10.5.1.7 Производитель работ отвечает за:

- соответствие подготовленного рабочего места указаниям наряда, дополнительные меры безопасности, необходимые по условиям выполнения работ;

- четкость и полноту инструктажа членов бригады;
- наличие, исправность и правильное применение необходимых средств защиты, инструмента, инвентаря и приспособлений;
- сохранность на рабочем месте ограждений, плакатов, заземлений, запирающих устройств;
- безопасное проведение работы и соблюдение настоящих ПБ им самим и членами бригады;
- осуществление постоянного контроля над членами бригады.

Производитель работ, выполняемых по наряду в электроустановках напряжением выше 1000 В, должен иметь группу IV, а в электроустановках напряжением до 1000 В - группу III, кроме работ в подземных сооружениях, где возможно появление вредных газов, работ под напряжением, работ по перетяжке и замене проводов на ВЛ напряжением до 1000 В, подвешенных на опорах ВЛ напряжением выше 1000 В, при выполнении которых производитель работ должен иметь группу IV. Производитель работ, выполняемых по распоряжению, может иметь группу III при работе во всех электроустановках.

10.5.1.8 Наблюдающий должен назначаться для надзора за бригадами, не имеющими права самостоятельно работать в электроустановках.

Наблюдающий отвечает за:

- соответствие подготовленного рабочего места указаниям, предусмотренным в наряде;
- наличие и сохранность установленных на рабочем месте заземлений, ограждений, плакатов и знаков безопасности, запирающих устройств приводов;
- безопасность членов бригады в отношении поражения электрическим током электроустановки.

Наблюдающим может назначаться работник, имеющий группу III.

Ответственным за безопасность, связанную с технологией работы, является работник, возглавляющий бригаду, который входит в ее состав и должен постоянно находиться на рабочем месте. Его фамилия указывается в строке «Отдельные указания» наряда.

10.5.1.9 Каждый член бригады должен выполнять требования настоящих ПБ и инструктивные указания, полученные при допуске к работе и во время работы, а также требования инструкций по охране труда соответствующих организаций.

10.5.1.10 Письменным указанием руководителя организации должно быть оформлено предоставление его работникам прав: выдающего наряд, распоряжение; допускающего, ответственного руководителя работ; производителя работ (наблюдающего), а также права единоличного осмотра.

10.5.1.11 Допускается одно из совмещений обязанностей ответственных за безопасное ведение работ в соответствии с таблицей 10.1.

Допускающий из числа оперативного персонала может выполнять обязанности члена бригады.

На ВЛ всех уровней напряжения допускается совмещение ответственным руководителем или производителем работ из числа ремонтного персонала обязанностей допускающего в тех случаях, когда для подготовки рабочего места

требуется только проверить отсутствие напряжения и установить переносные заземления на месте работ без оперирования коммутационными аппаратами.

Таблица 10.1

Ответственный работник	Совмещаемые обязанности
Выдающий наряд	Ответственный руководитель работ Производитель работ Допускающий (в электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала)
Ответственный руководитель работ	Производитель работ Допускающий (в электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала)
Производитель работ из числа оперативного персонала	Допускающий (в электроустановках с простой и наглядной схемой)
Производитель работ, имеющий группу IV	Допускающий (в случаях, предусмотренных п. 10.5.1.11)

10.5.1.11 Производителю работ, имеющему группу IV, из числа персонала, обслуживающего устройства релейной защиты, электроавтоматики, разрешается совмещать обязанности допускающего. При этом он определяет меры безопасности, необходимые для подготовки рабочего места. Подобное совмещение разрешается, если для подготовки рабочего места не требуется выполнения отключений, заземления, установки временных ограждений в части электроустановки напряжением выше 1000 В.

10.6 Технические мероприятия обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения в соотвествии с требованиями Межотраслевых правил по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [2].

10.6.1 При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);
- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

11 Нормы и требования по обеспечению экологической безопасности и соблюдению природоохранных требований

11.1 Нормы и требования по обеспечению экологической безопасности и соблюдению природоохранных требований выполняются согласно СТО 70238424.27.010.018- 2009, СТО 70238424.27.010.022- 2009, СТО 70238424.27.010.024- 2009.

11.2 Уровни напряженности магнитного поля на рабочих местах систем СН подстанции не должны превышать допустимых значений в соответствии с СТО 70238424.27.010.018- 2009, СТО 70238424.27.010.022- 2009, СТО 70238424.27.010.024- 2009.

12 Вывод из эксплуатации систем собственных нужд подстанции.

12.1 Предложения о выводе из эксплуатации систем собственных нужд подстанции готовятся экспертной комиссией, организованной эксплуатирующей организацией с привлечением технических специалистов, по усмотрению эксплуатирующей подстанцию, на основе технического освидетельствования морально устаревшего или физически изношенного оборудования.

12.2 Вывод из эксплуатации системы СН подстанции выполняется согласно 484 Постановления Правительства Российской Федерации № и СТО 70238424.27.010.018- 2009.

13 Утилизация выведенных из эксплуатации систем собственных нужд подстанции

13.1 Утилизация выведенных из эксплуатации систем собственных нужд подстанции должна производиться в соответствии с инструкциями по эксплуатации конкретного типа оборудования, предоставленными заводами-изготовителями, которые должны быть отражены в инструкциях по эксплуатации этого оборудования.

13.2 Специальной утилизации подлежат:

- аккумуляторные батареи.
- конденсаторы с пропиткой трихлордифенилом;
- трансформаторное масло;
- элегазовое оборудование (КРУЭ, выключатели, измерительные трансформаторы СН);

Утилизация должна производиться централизованно на специально оборудованном полигоне специализированной организацией, аккредитованной в данной области работ.

Приложение А
(обязательное)
Объем и нормы испытаний электрооборудования

А.1 Общие положения

А.1.1 Настоящими объемами и нормами испытаний электрооборудования (в дальнейшем – Нормы) следует руководствоваться при вводе электрооборудования в работу и в процессе его эксплуатации. Наряду с Нормами следует руководствоваться действующими руководящими документами, а также инструкциями заводов- изготовителей электрооборудования, если они не противоречат требованиям Норм.

А.1.2 В Нормах приняты следующие условные обозначения категорий контроля:

П - при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования и электрооборудования, прошедшего восстановительный или капитальный ремонт и реконструкцию на специализированном ремонтном предприятии;

К - при капитальном ремонте на энергопредприятии;

С - при среднем ремонте;

Т - при текущем ремонте электрооборудования;

М - между ремонтами.

Категория "К" включает контроль при капитальном ремонте как данного вида электрооборудования, так и оборудования данного присоединения.

Периодичность межремонтного контроля электрооборудования, если она не указана в действующих правилах технической эксплуатации Норм, устанавливается техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию с учетом условий и опыта эксплуатации, технического состояния и срока службы электрооборудования.

А.1.3 В Нормах приведен перечень испытаний и предельно допустимые значения контролируемых параметров. Техническое состояние электрооборудования определяется не только путем сравнения результатов конкретных испытаний с нормируемыми значениями, но и по совокупности результатов всех проведенных испытаний, осмотров и данных эксплуатации. Значения, полученные при испытаниях, во всех случаях должны быть сопоставлены с результатами измерений на других фазах электрооборудования и на однотипном оборудовании. Однако главным является сопоставление измеренных при испытаниях значений параметров электрооборудования с их исходными значениями и оценка имеющих место различий по указанным в Нормах допустимым изменениям. Выход значений параметров за установленные границы (предельные значения) следует рассматривать как признак наличия дефектов, которые могут привести к отказу оборудования.

А.1.4 В качестве исходных значений контролируемых параметров при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования принимают значения, указанные в паспорте или протоколе заводских испытаний. При эксплуатационных испытаниях, включая испытания при выводе в капитальный ремонт, в качестве исходных принимаются значения параметров, определенные испытаниями при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования. Качество проводимого на энергопред-

приятии ремонта оценивается сравнением результатов испытаний после ремонта с данными при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования, принимаемыми в качестве исходных. После капитального или восстановительного ремонта, а также реконструкции, проведенных на специализированном ремонтном предприятии, в качестве исходных для контроля в процессе дальнейшей эксплуатации принимаются значения, полученные по окончании ремонта (реконструкции).

А.1.5 Контроль электрооборудования производства иностранных фирм производится в соответствии с указаниями фирмы- поставщика.

А.1.6 Кроме испытаний, предусмотренных приложением А, все электрооборудование должно пройти осмотр, проверку работы механической части и другие испытания согласно инструкциям по эксплуатации и ремонту.

А.1.7 Техническим руководителям организации эксплуатирующей подстанцию рекомендуется обеспечивать внедрение предусмотренного Нормами контроля состояния электрооборудования под рабочим напряжением, позволяющего выявлять дефекты на ранних стадиях их развития, привлекая при необходимости организации, аккредитованные на право проведения соответствующих испытаний. По мере накопления опыта проведения контроля под рабочим напряжением решением технического руководителя подстанции возможен переход к установлению очередных сроков ремонта электрооборудования по результатам диагностики его состояния и отказ от некоторых видов испытаний, выполняемых на отключенном электрооборудовании.

А.1.8 Тепловизионный контроль состояния электрооборудования рекомендуется производить для распределительных устройств в целом. Для закрытых распределительных устройств контроль производится, если это позволяет их конструкция.

А.1.9 Оценка состояния резервного электрооборудования, а также его частей и деталей, находящихся в резерве, производится в объеме, указанном в Нормах. Периодичность контроля устанавливается техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию в зависимости от условий хранения.

А.1.10 Испытание повышенным напряжением промышленной частоты обязательно для электрооборудования на напряжение до 35 кВ включительно.

При отсутствии необходимой испытательной аппаратуры переменного тока допускается испытывать электрооборудование распределительных устройств напряжением до 20 кВ повышенным выпрямленным напряжением, которое должно быть равно полуторакратному значению испытательного напряжения промышленной частоты.

А.1.11 Электрооборудование и изоляторы на номинальное напряжение, превышающее номинальное напряжение электроустановки, в которой они эксплуатируются, могут испытываться приложенным напряжением, установленным для класса изоляции данной электроустановки.

Если испытание выпрямленным напряжением или напряжением промышленной частоты производится без отсоединения ошиновки электрооборудования распределительного устройства, то значение испытательного напряжения принимается по нормам для электрооборудования с самым низким уровнем испытательного напряжения.

Испытание повышенным напряжением изоляторов и трансформаторов тока СН, соединенных с силовыми кабелями 6- 10 кВ, может производиться вместе с кабелями. Оценка состояния производится по нормам, принятым для силовых кабелей.

А.1.12 После полной замены масла в маслонаполненном электрооборудовании (кроме масляных выключателей всех напряжений) его изоляция должна быть подвергнута повторным испытаниям в соответствии с настоящими Нормами.

А.1.13 В случаях выхода значений определяемых при испытаниях параметров за установленные пределы для выявления причин этого, а также при необходимости более полной оценки состояния электрооборудования в целом и (или) его отдельных узлов, рекомендуется использовать дополнительные испытания и измерения, указанные в Нормах. Допускается также применение испытаний и измерений, не предусмотренных настоящими Нормами, при условии, что уровень испытательных воздействий не превысит указанного в Нормах.

А.1.14 Объем и сроки испытания электрооборудования могут изменяться техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию в зависимости от производственной важности и надежности оборудования.

А.1.15 В Нормах применяются следующие понятия:

Предельно допустимое значение параметра - наибольшее или наименьшее значение параметра, которое может иметь работоспособное электрооборудование.

Исправное состояние - состояние электрооборудования, при котором оно соответствует всем требованиям конструкторской и нормативно- технической документации.

Ресурс - наработка электрооборудования от начала его эксплуатации или ее возобновления после ремонта до перехода в состояние, при котором дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна.

Контроль технического состояния (в тексте - контроль) - проверка соответствия значений параметров электрооборудования требованиям настоящих Норм.

Ремонт по техническому состоянию - ремонт, объем и время проведения которого определяются состоянием электрооборудования по результатам контроля, проводимого с периодичностью и в объеме, установленными настоящими Нормами.

Испытания - экспериментальное определение качественных и (или) количественных характеристик электрооборудования в результате воздействия на него факторами, регламентированными настоящими Нормами.

Комплексные испытания - испытания в объеме, определяемом специальной программой.

Измерения - нахождение значения физической величины опытным путем с помощью технических средств, имеющих нормированные метрологические свойства.

Погрешность измерения - допустимые пределы погрешности, определяемые стандартизованной или аттестованной методикой измерений.

Испытательное напряжение частоты 50 Гц - действующее значение напряжения переменного тока, которое должны выдерживать в течение заданного времени

внутренняя и внешняя изоляция электрооборудования при определенных условиях испытания.

Испытательное выпрямленное напряжение - амплитудное значение выпрямленного напряжения, прикладываемого к электрооборудованию в течение заданного времени при определенных условиях испытания.

Электрооборудование с нормальной изоляцией - электрооборудование, предназначенное для применения в электроустановках, подверженных действию атмосферных перенапряжений, при обычных мерах по грозозащите.

Электрооборудование с облегченной изоляцией - электрооборудование, предназначенное для применения лишь в электроустановках, не подверженных действию атмосферных перенапряжений, или при специальных мерах по грозозащите, ограничивающих амплитуду атмосферных перенапряжений до значений, не превышающих амплитуду одноминутного испытательного напряжения частоты 50 Гц.

Аппараты - силовые выключатели, выключатели нагрузки, разъединители, отделители, короткозамыкатели, заземлители, предохранители, предохранители-разъединители, вентильные разрядники, ограничители перенапряжений, комплектные распределительные устройства, комплектные экранированные токопроводы, конденсаторы.

А.2 Общие методические указания по испытаниям электрооборудования

А.2.1 Испытания электрооборудования должны производиться с соблюдением требований правил техники безопасности.

Измерение изоляционных характеристик электрооборудования под рабочим напряжением разрешается осуществлять при условии использования устройств, обеспечивающих безопасность работ и защиту нормально заземляемого низкопотенциального вывода контролируемого объекта от появления на нем опасного напряжения при нарушении связи с землей.

А.2.2 Электрические испытания изоляции электрооборудования и отбор пробы трансформаторного масла для испытаний необходимо проводить при температуре изоляции не ниже 5°С, кроме оговоренных в Нормах случаев, когда измерения следует проводить при более высокой температуре. В отдельных случаях (например, при приемо- сдаточных испытаниях) по решению технического руководителя энергопредприятия измерения тангенса угла диэлектрических потерь, сопротивления изоляции и другие измерения на электрооборудовании на напряжение до 35 кВ включительно могут проводиться при более низкой температуре. Измерения электрических характеристик изоляции, произведенные при отрицательных температурах, должны быть повторены в возможно более короткие сроки при температуре изоляции не ниже 5°С.

А.2.3 Сравнение характеристик изоляции должно производиться при одной и той же температуре изоляции или близких ее значениях (расхождение - не более 5°С). Если это невозможно, должен применяться температурный перерасчет в соответствии с инструкциями по эксплуатации конкретных видов электрооборудования.

При измерении сопротивления изоляции отсчет показаний мегаомметра производится через 60 с после начала измерений. Если в соответствии с Нормами требуется определение коэффициента абсорбции (R60"/R15"), отсчет производится дважды: через 15 и 60 с после начала измерений.

А.2.4 Испытанию повышенным напряжением должны предшествовать тщательный осмотр и оценка состояния изоляции другими методами.

Перед проведением испытаний изоляции электрооборудования (за исключением вращающихся машин, находящихся в эксплуатации) наружная поверхность изоляции должна быть очищена от пыли и грязи, кроме тех случаев, когда испытания проводятся методом, не требующим отключения электрооборудования.

А.2.5 Испытание изоляции обмоток вращающихся машин, трансформаторов и реакторов СН повышенным приложенным напряжением частоты 50 Гц должно производиться поочередно для каждой электрически независимой цепи или параллельной ветви (в последнем случае при наличии полной изоляции между ветвями). При этом вывод испытательного устройства, который будет находиться под напряжением, соединяется с выводом испытуемой обмотки, а другой - с заземленным корпусом испытуемого электрооборудования, с которым на все время испытаний данной обмотки электрически соединяются все другие обмотки.

Обмотки, соединенные между собой наглухо и не имеющие выведенных обоих концов каждой фазы или ветви, должны испытываться относительно корпуса без их разъединения.

А.2.6 При испытаниях электрооборудования повышенным напряжением частоты 50 Гц, а также при измерении тока и потерь холостого хода силовых и измерительных трансформаторов СН рекомендуется использовать линейное напряжение питающей сети.

А.2.7. Испытательное напряжение должно подниматься плавно со скоростью, допускающей визуальный контроль по измерительным приборам, и по достижении установленного значения поддерживаться неизменным в течение всего времени испытания. После требуемой выдержки напряжение плавно снижается до значения не более одной трети испытательного и отключается.

Под продолжительностью испытания подразумевается время приложения полного испытательного напряжения, установленного Нормами.

А.3 Силовые трансформаторы СН

А.3.1 П. Определение условий включения трансформаторов СН

Контроль при вводе в эксплуатацию новых трансформаторов и трансформаторов СН, прошедших капитальный или восстановительный ремонт, осуществляется в соответствии с требованиями настоящего раздела и инструкций заводов-изготовителей.

А.3.2 П, К, М. Хроматографический анализ газов, растворенных в масле

Хроматографический анализ газов, растворенных в масле, у трансформаторов собственных нужд ПС не производится.

А.3.3 П, К, М. Оценка влажности твердой изоляции

Производится у трансформаторов СН напряжением 110 кВ и выше мощностью 60 МВ·А и более.

Допустимое значение влагосодержания твердой изоляции вновь вводимых трансформаторов и трансформаторов СН, прошедших капитальный ремонт, - не выше 1%, а эксплуатируемых трансформаторов СН - не выше 2% по массе (образец твердой изоляции толщиной 3 мм). Влагосодержание твердой изоляции в процессе эксплуатации допускается не определять, если влагосодержание масла не превышает 10 г/т.

Влагосодержание твердой изоляции перед вводом в эксплуатацию и при капитальном ремонте определяется по влагосодержанию заложенных в бак образцов изоляции. В процессе эксплуатации трансформатора СН допускается оценка влагосодержания твердой изоляции расчетным путем.

Периодичность контроля в процессе эксплуатации: первый раз - через 10- 12 лет после включения и в дальнейшем - 1 раз в 4- 6 лет.

А.3.4 Измерение сопротивления изоляции

А.3.4.1 П, К, Т, М. Измерение сопротивления изоляции обмоток

Сопротивление изоляции обмоток измеряется мегаомметром на напряжение 2500 В.

Сопротивление изоляции каждой обмотки вновь вводимых в эксплуатацию трансформаторов и трансформаторов СН, прошедших капитальный ремонт, приведенное к температуре испытаний, при которой определялись исходные значения (п. А.1.4), должно быть не менее 50% исходных значений.

Для трансформаторов СН на напряжение до 35 кВ включительно мощностью до 10 МВ·А и дугогасящих реакторов сопротивление изоляции обмоток должно быть не ниже следующих значений:

Таблица 3.4

Температура обмотки, °С	10	20	30	40	50	60	70
$R_{60''}$, МОм	450	300	200	130	90	60	40

Сопротивление изоляции сухих трансформаторов СН при температуре обмоток 20- 30°С должно быть для трансформаторов СН с номинальным напряжением:

Таблица 3.4.1

До 1 кВ включительно	не менее 100 МОм;
Более 1 до 6 кВ включительно	не менее 300 МОм;
Более 6 кВ	не менее 500 МОм.

Измерения в процессе эксплуатации производятся при неудовлетворительных результатах испытаний масла и (или) хроматографического анализа газов, растворенных в масле, а также в объеме комплексных испытаний.

При вводе в эксплуатацию и в процессе эксплуатации сопротивление изоляции измеряется по схемам, применяемым на заводе- изготовителе, и дополнительно по зонам изоляции (например, ВН - корпус, НН - корпус, ВН - НН) с подсоединением вывода "экран" мегаомметра к свободной обмотке или баку. В процессе эксплуатации допускается проводить только измерения по зонам изоляции.

Результаты измерений сопротивления изоляции обмоток в процессе эксплуатации, включая динамику их изменения, должны учитываться при комплексном рассмотрении данных всех испытаний.

Измерение сопротивления изоляции обмоток должно производиться при температуре изоляции не ниже:

10°С – у трансформаторов СН напряжением до 110 кВ включительно;

А.3.4.2 П, К. Измерение сопротивления изоляции доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярем и прессующих колец относительно активной стали и ярмовых балок, а также ярмовых балок относительно активной стали и электростатических экранов относительно обмоток и магнитопровода.

Измерения производятся в случае осмотра активной части трансформатора СН. Используются мегаомметры на напряжение 1000- 2500 В.

Измеренные значения должны быть не менее 2 МОм, а сопротивление изоляции ярмовых балок не менее 0,5 МОм.

А.3.5 П, К, Т, М. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь (tgδ) изоляции обмоток

Измерения у трансформаторов СН напряжением менее 110 кВ не проводится.

А.3.6 Оценка состояния бумажной изоляции обмоток

А.3.6.1 М. Оценка по наличию фурановых соединений в масле

Для трансформаторов СН напряжением ниже 110 кВ производится по решению технического руководителя предприятия.

Оценка производится хроматографическими методами.

Периодичность контроля наличия фурановых соединений составляет 1 раз в 12 лет, а после 24 лет эксплуатации - 1 раз в 4 года.

А.3.6.2 К. Оценка по степени полимеризации

Оценка у трансформаторов СН менее 110 кВ не проводится.

А.3.7 Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

А.3.7.1 П, К. Испытание изоляции обмоток вместе с вводами

Испытание изоляции обмоток маслонаполненных трансформаторов СН при вводе их в эксплуатацию и капитальных ремонтах без смены обмоток и изоляции не обязательно. Испытание изоляции сухих трансформаторов СН обязательно.

При капитальном ремонте с полной сменой обмоток и изоляции испытание повышенным напряжением обязательно для всех типов трансформаторов СН. Значение испытательного напряжения равно заводскому. При капитальном ре-

монте с частичной сменой изоляции или при реконструкции трансформатора СН значение испытательного напряжения равно 0,9 заводского.

Значения испытательных напряжений приведены в таблицах А.3.7.1 и А.3.7.2.

Сухие трансформаторы СН испытываются по нормам таблицы А.3.7.1 для облегченной изоляции.

Продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 1 мин.

Испытательные напряжения промышленной частоты электрооборудования классов напряжения до 35 кВ с нормальной и облегченной изоляцией приведены в таблице А.3.7.1.

Таблица А.3.7.1

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Испытательное напряжение, кВ					
	Силовые трансформаторы, шунтирующие и дугогасящие реакторы СН			Аппараты, трансформаторы тока и напряжения СН, токоограничивающие реакторы, изоляторы СН, вводы, конденсаторы связи, экранированные токопроводы, сборные шины, КРУ и КТП		
	На заводе изготовителе	При вводе в эксплуатацию	В эксплуатации	На заводе-изготовителе	Перед вводом в эксплуатацию и в эксплуатации	
					Фарфоровая изоляция	Другие виды изоляции
До 0,69	5,0/3,0	4,5/2,7	4,3/2,6	2,0	1	1
3	18,0/10,0	16,2/9,0	15,3/8,5	24,0	24,0	21,6
6	25,0/16,0	22,5/14,4	21,3/13,6	32,0 (37,0)	32,0 (37,0)	28,8 (33,3)
10	35,0/24,0	31,5/21,6	29,8/20,4	42,0 (48,0)	42,0 (48,0)	37,8 (43,2)
15	45,0/37,0	40,5/33,3	38,3/31,5	55,0 (63,0)	55,0 (63,0)	49,5 (56,7)
20	55,0/50,0	49,5/45,0	46,8/42,5	65,0 (75,0)	65,0 (75,0)	58,5 (67,5)
35	85,0	76,5	72,3	95,0 (120,0)	95,0 (120,0)	85,5 (108,0)

Примечания:

1 Испытательные напряжения, указанные в виде дроби, распространяются на электрооборудование: числитель - с нормальной изоляцией, знаменатель - с облегченной изоляцией.

2 Испытательные напряжения для аппаратов и КРУ распространяются как на их изоляцию относительно земли и между полюсами, так и на промежуток между контактами с одним или двумя (цифра в скобках) разрывами на полюс.

3 Если электрооборудование на заводе- изготовителе было испытано напряжением, отличающимся от указанного, испытательные напряжения при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации должны быть соответственно скорректированы.

Т а б л и ц а А.3.7.2 – Испытательные напряжения промышленной частоты герметизированных силовых трансформаторов СН

Класс напряжения Трансформатора СН, кВ	Испытательное напряжение, кВ		
	На заводе-изготовителе	При вводе в эксплуатацию	В эксплуатации
3	10	9,0	8,5
6	20	18,0	17,0
10	28	25,2	23,8
15	38	34,2	32,3
20	50	45,0	42,5

А.3.7.2 П, К. Испытание изоляции доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярем и прессующих колец относительно активной стали и ярмовых балок, а также ярмовых балок относительно активной стали и электростатических экранов относительно обмоток и магнитопровода.

Испытания при вводе в эксплуатацию производятся в случае вскрытия трансформатора СН для осмотра активной части.

Значение испытательного напряжения - 1 кВ. Продолжительность испытания - 1 мин.

А.3.7.3 П, К. Испытание изоляции цепей защитной и контрольно-измерительной аппаратуры, установленной на трансформаторе СН

Испытание производится на полностью собранных трансформаторах СН. Испытывается изоляция (относительно заземленных частей и конструкций) цепей с присоединенными трансформаторами тока СН, газовыми и защитными реле, маслоуказателями, отсечным клапаном и датчиками температуры при отсоединенных разъемах манометрических термометров, цепи которых испытываются отдельно.

Значение испытательного напряжения - 1 кВ. Продолжительность испытания - 1 мин.

Значение испытательного напряжения при испытаниях манометрических термометров - 750 В. Продолжительность испытания - 1 мин.

А.3.8 П, К. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Измерение производится на всех ответвлениях, если в паспорте трансформатора СН нет других указаний.

Сопротивления обмоток трехфазных трансформаторов СН, измеренные на одинаковых ответвлениях разных фаз при одинаковой температуре, не должны отличаться более чем на 2%. Если из- за конструктивных особенностей трансформатора СН это расхождение может быть большим и об этом указано в заводской технической документации, следует руководствоваться нормой на допустимое расхождение, приведенное в паспорте трансформатора.

Значения сопротивления обмоток однофазных трансформаторов после температурного пересчета не должны отличаться более чем на 5% от исходных значений.

Измерения в процессе эксплуатации производятся при комплексных испытаниях трансформатора.

Перед измерением сопротивления обмоток трансформаторов, снабженных устройствами регулирования напряжения, следует произвести не менее трех полных циклов переключения.

А.3.9 П, К. Проверка коэффициента трансформации

Проверка производится при всех положениях переключателей ответвлений. Коэффициент трансформации, измеренный при вводе трансформатора в эксплуатацию, не должен отличаться более чем на 2% от значений, измеренных на соответствующих ответвлениях других фаз, и от исходных значений, а измеренный при капитальном ремонте, не должен отличаться более чем на 2% от коэффициента трансформации, рассчитанного по напряжениям ответвлений.

А.3.10 П, К. Проверка группы соединения обмоток трехфазных трансформаторов и полярности выводов однофазных трансформаторов

Группа соединений должна соответствовать указанной в паспорте трансформатора, а полярность выводов - обозначениям на крышке трансформатора.

А.3.11 П, К. Измерение потерь холостого хода

Измерения производятся у трансформаторов мощностью 1000 кВ·А и более при напряжении, подводимом к обмотке низшего напряжения, равном указанному в протоколе заводских испытаний (паспорте). Измерения потерь холостого хода трансформаторов мощностью до 1000 кВ·А производятся после капитального ремонта с полной или частичной расшихтовкой магнитопровода. У трехфазных трансформаторов потери холостого хода измеряются при однофазном возбуждении по схемам, применяемым на заводе- изготовителе.

У трехфазных трансформаторов при вводе в эксплуатацию и при капитальном ремонте соотношение потерь на разных фазах не должно отличаться от соотношений, приведенных в протоколе заводских испытаний (паспорте), более чем на 5%.

У однофазных трансформаторов при вводе в эксплуатацию отличие измеренных значений потерь от исходных не должно превышать 10%.

Измерения в процессе эксплуатации производятся по решению технического руководителя предприятия исходя из результатов хроматографического анализа растворенных в масле газов. Отличие измеренных значений от исходных данных не должно превышать 30%.

А.3.12 П, К, М. Измерение сопротивления короткого замыкания (Zк) трансформатора

Измерение производится у трансформаторов 125 МВ·А и более.

Для трансформаторов с устройством регулирования напряжения под нагрузкой Zк измеряется на основном и обоих крайних ответвлениях.

Значения Zк при вводе трансформатора в эксплуатацию не должны превышать значения, определенного по напряжению КЗ (Uк) трансформатора, на основном ответвлении более чем на 5%.

Значения Zк при измерениях в процессе эксплуатации и при капитальном ремонте не должны превышать исходные более чем на 3%. У трехфазных трансформаторов дополнительно нормируется различие значений Zк по фазам на основном и крайних ответвлениях. Оно не должно превышать 3%.

В процессе эксплуатации измерения Zк производятся после воздействия на трансформатор тока КЗ, превышающего 70% расчетного значения, а также в объеме комплексных испытаний.

А.3.13 Оценка состояния переключающих устройств

А.3.13.1 К. Переключающие устройства с ПБВ (переключение без возбуждения)

Оценка состояния переключающих устройств производится в соответствии с инструкцией завода- изготовителя.

А.3.13.2 П, К. Переключающие устройства с РПН (регулирование под нагрузкой)

Оценка состояния переключающих устройств при вводе трансформаторов в эксплуатацию и капитальном ремонте производится в соответствии с требованиями инструкции завода- изготовителя.

А.3.14 П, К. Испытание бака на плотность

Испытаниям подвергаются все трансформаторы, кроме герметизированных и не имеющих расширителя.

Испытание производится:

- у трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно - гидравлическим давлением столба масла, высота которого над уровнем заполненного расширителя составляет 0,6 м, за исключением трансформаторов с волнистыми баками и пластинчатыми радиаторами, для которых высота столба масла принимается равной 0,3 м;

Продолжительность испытания во всех случаях - не менее 3 ч.

Температура масла в баке при испытаниях трансформаторов напряжением до 150 кВ включительно - не ниже 10°С, остальных - не ниже 20°С.

Трансформатор считается маслоплотным, если осмотром после испытания течь масла не обнаружена.

А.3.15 П, К, Т. Проверка устройств охлаждения

Проверка устройств охлаждения при вводе в эксплуатацию и ремонтах трансформаторов производится в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы охлаждения, входящей в комплект заводской технической документации на данный трансформатор.

А.3.16 П, К. Проверка предохранительных устройств

Проверка предохранительного и отсечного клапанов, а также предохранительной (выхлопной) трубы при вводе трансформатора в эксплуатацию и капитальном ремонте производится в соответствии с требованиями инструкции завода- изготовителя.

А.3.17 П, К. Проверка и испытания газового реле, реле давления и струйного реле

Проверка и испытания производятся в соответствии с инструкциями по эксплуатации соответствующих реле.

А.3.18 П, К. Проверка средств защиты масла от воздействия окружающего воздуха

Проверка воздухоосушителя, термосифонного или адсорбирующего фильтра при вводе трансформатора в эксплуатацию и капитальном ремонте производится в соответствии с требованиями заводской технической документации.

А.3.19 Тепловизионный контроль состояния трансформаторов

Тепловизионный контроль у трансформаторов напряжением менее 110 кВ производится по решению руководителя организации эксплуатирующей ПС.

А.3.20 Испытание трансформаторного масла

А.3.20.1 П, К. Испытание масла перед вводом трансформаторов в эксплуатацию

У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно свежее масло подготовленное к заливке в новое электрооборудование испытывается согласно требованиям п.п. 1- 7 таблицы А.3.20.1. По решению технического руководителя предприятия испытания масла по п.п. 3, 6 и 7 таблицы А.3.20.1 могут не производиться.

У трансформаторов всех напряжений масло из бака контактора устройства регулирования напряжения под нагрузкой испытывается в соответствии с инструкцией завода- изготовителя РПН.

А.3.20.2 М. Испытание масла в процессе эксплуатации трансформаторов

У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно эксплуатационное масло испытывается по требованиям п. 1 таблицы А.3.20.2 в течение первого месяца эксплуатации - 3 раза в первой половине и 2 раза во второй половине месяца. В дальнейшем масло испытывается по требованиям п.п. 1- 3 таблицы А.3.20.2 не реже 1 раза в 4 года.

А.3.21 П. Испытание трансформаторов включением на номинальное напряжение

Включение трансформаторов производится на время не менее 30 мин. В течение этого времени осуществляется прослушивание и наблюдение за состоянием трансформатора. В процессе испытаний не должны иметь место явления, указывающие на неудовлетворительное состояние трансформатора.

А3.22 Испытание встроенных трансформаторов тока

Испытания производятся в соответствии с А.4.3.

Таблица А.3.20.1

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла	
		предназначенного к заливке в электрооборудование	После заливки в электрооборудование
1. Пробивное напряжение по ГОСТ 6581, кВ, не менее	Электрооборудование: до 15 кВ включительно до 35 кВ включительно	 30 35	 25 30
2. Кислотное число по ГОСТ 5985, мг КОН/г масла, не более	Электрооборудование: до 220 кВ включительно	0,02	0,02
3. Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356, °С, не ниже	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	135	135
4. Влагосодержание: по ГОСТ 7822, % массы (г/т), не более по ГОСТ 1547 (качественно)	Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы Электрооборудование, при отсутствии требований предприятий- изготовителей по количественному определению данного показателя	0,002 (20) Отсутствие	0,0025 (25) Отсутствие
5. Содержание механических примесей: ГОСТ 6370, % (класс чистоты по ГОСТ 17216, не более)	Электрооборудование до 220 кВ включительно	Отсутствие (11)	Отсутствие (12)
6. Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°С по ГОСТ 6581, %, не более,	Силовые и измерительные трансформаторы до 220 кВ включительно	1,7	2,0

Окончание Таблицы А.3.20.1

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Предельно допустимое значение показателя качества масла	
		предназначенного к заливке в электрооборудование	После заливки в электрооборудование
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей по ГОСТ 6307 (качественно)	Электрооборудование всех видов и классов напряжений	Отсутствие	Отсутствие

Таблица А.3.20.2

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла	
		ограничивающее область нормального состояния	предельно допустимое
1. Пробивное напряжение по ГОСТ 6581, кВ, не менее	Электрооборудование: до 15 кВ включительно до 35 кВ включительно	 - -	 20 25
2. Кислотное число по ГОСТ 5985, мг КОН/г масла, не более	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные маслонаполненные вводы	0,10	0,25
3. Температура вспышки в закрытом тигле по ГОСТ 6356, °С, не ниже	Силовые и измерительные трансформаторы, негерметичные маслонаполненные вводы	Снижение более чем на 5°С в сравнении с предыдущим анализом	125
4. Влагосодержание: по ГОСТ 7822, % массы (г/т), не более	Силовые и измерительные трансформаторы без специальных защит масла, негерметичные маслонаполненные вводы	-	0,0030 (30)

Окончание Таблицы А.3.20.2

Показатель качества масла и номер стандарта на метод испытания	Категория электрооборудования	Значение показателя качества масла	
		ограничивающее область нормального состояния	предельно допустимое
по ГОСТ 1547 (качественно)	Электрооборудование, при отсутствии требований предприятий-изготовителей по количественному определению данного показателя	Отсутствие	Отсутствие
5. Содержание механических примесей: ГОСТ 6370, % (класс чистоты по ГОСТ 17216, не более)	Электрооборудование до 220 кВ включительно	Отсутствие (13)	Отсутствие (13)
6. Тангенс угла диэлектрических потерь по ГОСТ 6581, %, не более, при температуре 70°С/90°С	Силовые и измерительные трансформаторы, высоковольтные вводы: 110- 150 кВ включительно	8/12	10/15
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей, мг КОН/г, не более	Силовые трансформаторы, герметичные высоковольтные вводы,	0,014	-
	Негерметичные высоковольтные вводы и измерительные трансформаторы до 500 кВ включительно	0,030	-

А.4 Трансформаторы тока

А.4.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции

Измерение сопротивления основной изоляции трансформаторов тока, изоляции измерительного конденсатора и вывода последней обкладки бумажно-масляной изоляции конденсаторного типа производится мегаомметром на 2500 В.

Измерение сопротивления вторичных обмоток и промежуточных обмоток каскадных трансформаторов тока относительно цоколя производится мегаомметром на 1000 В.

В процессе эксплуатации измерения производятся:

- на трансформаторах тока 3- 35 кВ - при ремонтных работах в ячейках (присоединениях), где они установлены;

Измеренные значения сопротивления изоляции должны быть не менее приведенных в таблице А.4.1.

Таблица А.4.1

Класс напряжения, кВ	Допустимые сопротивления изоляции, МОм, не менее				
	Основная изоляция	Измерительный вывод	Наружные слои	Вторичные обмотки*	Промежуточные обмотки
3- 35	1000/500	-	-	50 (1)/50 (1)	-

* Сопротивления изоляции вторичных обмоток приведены: без скобок - при отключенных вторичных цепях, в скобках - с подключенными вторичными цепями.

Примечание – В числителе указаны значения сопротивления изоляции трансформаторов тока при вводе в эксплуатацию, в знаменателе - в процессе эксплуатации.

А.4.2 П, К, М. Измерение tgδ изоляции

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

В процессе эксплуатации измерения производятся:

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

Измеренные значения, приведенные к температуре 20°С, должны быть не более указанных в таблице А.4.2.

Таблица А.4.2

Тип изоляции	Предельные значения tgδ, %, основной изоляции трансформаторов тока на номинальное напряжение, кВ, приведенные к температуре 20°С			
	3- 15	20- 35	110	220
Бумажно-бакелитовая	3,0/12,0	2,5/8,0	2,0/5,0	-
Основная бумажно- масляная и конденсаторная изоляция	-	2,5/4,5	2,0/3,0	1,0/1,5
Примечание - В числителе указаны значения tgδ основной изоляции трансформаторов тока при вводе в эксплуатацию, в знаменателе - в процессе эксплуатации.				

А.4.3 П, К, М. Испытание повышенным напряжением

А.4.3.1 П. Испытание повышенным напряжением основной изоляции

Значения испытательного напряжения основной изоляции приведены в таблице А.3.1. Длительность испытания трансформаторов тока с фарфоровой внешней изоляцией - 1 мин, с органической изоляцией - 5 мин.

Допускается проведение испытаний трансформаторов тока совместно с ошиновкой. Трансформаторы тока напряжением более 35 кВ не подвергаются испытаниям повышенным напряжением.

А.4.3.2 П, К, М. Испытание повышенным напряжением изоляции вторичных обмоток

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

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

А.4.4 П, К. Снятие характеристик намагничивания

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

При наличии у обмоток ответвлений характеристика снимается на рабочем ответвлении.

В процессе эксплуатации допускается снятие только трех контрольных точек.

Снятая характеристика сопоставляется с типовой характеристикой намагничивания или с характеристиками намагничивания исправных трансформаторов тока, однотипных с проверяемыми.

Отличия от значений, измеренных на заводе- изготовителе, или от измеренных на исправном трансформаторе тока, однотипном с проверяемым, не должны превышать 10%.

А.4.5 П. Измерение коэффициента трансформации

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

А.4.6 П, К. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Отклонение измеренного сопротивления обмотки постоянному току от паспортного значения или от измеренного на других фазах не должно превышать 2%. При сравнении измеренного значения с паспортными данными измеренное значение сопротивления должно приводиться к заводской температуре. При сравнении с другими фазами измерения на всех фазах должны проводится при одной и той же температуре.

Измерение производиться у трансформаторов тока на напряжение 110 кВ.

А.4.7 П, К, М. Испытания встроенных трансформаторов тока

Испытания встроенных трансформаторов тока производятся по п.п. А.4.1, А.4.3.2, А.4.4- А.4.6.

Измерение сопротивления изоляции встроенных трансформаторов тока производится мегаомметром на напряжение 1000 В.

Измеренное сопротивление изоляции без вторичных цепей должно быть не менее 10 МОм.

Допускается измерение сопротивления изоляции встроенных трансформаторов тока вместе со вторичными цепями. Измеренное сопротивление изоляции должно быть не менее 1 МОм.

А.4.8 М. Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль трансформаторов тока производится в соответствии с А16.

А.5.1 Электромагнитные трансформаторы напряжения

А.5.1.1 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции обмоток

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

Измерение сопротивления изоляции вторичных обмоток, а также связующих обмоток каскадных трансформаторов напряжения производится мегаомметром на напряжение 1000 В.

В процессе эксплуатации устанавливается следующая периодичность проведения измерений:

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

Измеренные значения сопротивления изоляции при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации должны быть не менее приведенных в таблице А.5.1. В процессе эксплуатации допускается проведение измерений сопротивления изоляции вторичных обмоток совместно со вторичными цепями.

Таблица А.5.1

Класс напряжения, кВ	Допустимые сопротивления изоляции, МОм, не менее		
	Основная изоляция	Вторичные обмотки*	Связующие обмотки
3- 35	100	50 (1)	1
*Сопротивления изоляции вторичных обмоток приведены: без скобок - при отключенных вторичных цепях; в скобках - совместно с подключенными вторичными цепями.			

А.5.1.2 П. Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

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

Значения испытательного напряжения основной изоляции приведены в таблице А.3.1.

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

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

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

А.5.1.3 П. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

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

Отклонение измеренного сопротивления обмотки постоянному току от паспортного значения или от измеренного на других фазах не должно превышать 2%. При сравнении измеренного значения с паспортными данными измеренное значение сопротивления должно приводиться к температуре заводских испытаний. При сравнении с другими фазами измерения на всех фазах должны проводиться при одной и той же температуре.

А.5.1.4 П, К, М. Испытание трансформаторного масла

В процессе эксплуатации трансформаторное масло из трансформаторов напряжения до 35 кВ включительно допускается не испытывать.

А.5.1.5 М. Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль трансформаторов напряжения производится в соответствии с А16.

А.6 Масляные и электромагнитные выключатели

А.6.1 П, С, М. Измерение сопротивления изоляции

А.6.1.1 Измерение сопротивления изоляция подвижных и направляющих частей, выполненных из органических материалов

Сопротивление изоляции подвижных частей, выполненных из органических материалов должно быть не ниже значений, приведенных в таблице А.6.1. Измерение сопротивления изоляции должно выполняться мегаомметром на напряжение 2500 В.

Таблица А.6.1

Вид испытания	Сопротивление изоляции, МОм, на номинальное напряжение, кВ	
	3- 10	15- 150
П	1000	3000
С	300	1000

А.6.1.2 Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и электромагнитов управления

Измерение должно выполняться в соответствии с таблицей А.14.1

А.6.2 П, С. Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

А.6.2.1 Испытание опорной изоляции и изоляции выключателей относительно корпуса

Испытательное напряжение для выключателей каждого класса напряжения принимается в соответствии с таблицей А.3.1.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

Кроме того, аналогичному испытанию должна подвергаться изоляция межконтактных разрывов маломасляных выключателей 6- 10 кВ.

А.6.2.2 Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытание должно выполняться в соответствии с А.14.2..

А.6.3 Измерение сопротивления постоянному току

А.6.3.1 П, С, Т. Измерение сопротивления токоведущего контура контактной системы

Эти измерения сопротивления постоянному току производятся пофазно. Их значения не должны превосходить значения сопротивления постоянному току токоведущего контура контактной системы масляных и электромагнитных выключателей, указанных в таблице А.6.3. Нормы на величины сопротивлений отдельных участков контура указаны в заводской инструкции.

Таблица А.6.3

Тип выключателя	Номинальный ток, А	Сопротивление контактов, мкОм, не более
ВПМ- 10	630	78
	1000	72
ВМ- 14, ВМ- 16	200	350
	600	150
	1000, 1250	100

ВМ- 22, ВМ- 23	600	150

Окончание Таблицы А.6.3

Тип выключателя	Номинальный ток, А	Сопротивление контактов, мкОм, не более
	1000, 1500	100
ВМГ- 133	600	100
	1000	75
ВМГ- 10	630	75
	1000	70
ВПМП- 10	630	78
	1000	72
ВМПЭ- 10	630	50
	1000	40
	1600	30
ВМПП- 10	630	55
	1000	45
	1600	32
ВМП- 10, ВМП- 10П	600	55
	1000	40
	1500	30
ВММ- 10	630	85
ВК- 10, ВКЭ- 10	630	50/45**
	1000	45/40**
	1600	25
ВЭ- 10, ВЭС- 6	1600	30
	2000- 2500	20
	3200- 3600	15
С- 35	630	310
	3200	60
МКП- 35	1000	250
ВТ- 35, ВТД- 35	630	550
ВМПЭ- 10	3150	10
ВММ- 10	400	55
ВКЭ- М- 10	1600	25

Примечания:

* Сопротивление дугогасительных контактов.

** В числителе указаны данные для выключателей на номинальный ток отключения 20 кА, в знаменателе - на 31,5 кА.

*** В числителе указано сопротивление дугогасительного устройства для выключателей на номинальный ток отключения 25 кА, в знаменателе - на 40 кА.

А.6.3.2 П, С. Измерение сопротивления шунтирующих резисторов дугогасительных устройств

Измеренные значения сопротивлений должны соответствовать заводским данным с указанными в них допусками.

А.6.3.3 П, С. Измерение сопротивления обмоток электромагнитов управления

Измеренные значения сопротивлений обмоток электромагнитов должны соответствовать заводским нормам.

А.6.4 П, С. Измерение скоростных и временных характеристик выключателей

Измерения скоростей движения подвижных контактов и времени их включения и отключения проводятся при полностью залитом маслом выключателе и номинальном напряжении оперативного тока на выводах электромагнитов управления.

Скоростные и временные характеристики масляных электромагнитных выключателей, пригодных к эксплуатации, должны соответствовать данным таблицы А.6.4.

Таблица А.6.4

Тип выключателя	Скорость движения контактов, м/с		Собственное время, с, не более	
	при включении/ отключении	максимальная, не более	включения	отключения
ВПМ- 10	2,3±0,3/2,4±0,3	2,6/3,9	0,3	0,12
ВМ- 14, ВМ- 16	1,65/1,22	1,8/1,24	0,24	0,12
ВМ- 22	1,6/1,5	-	0,24	0,15
ВМ- 23	1,8/1,75	-	0,28	0,15
ВМГ- 133	2,4÷3/1,75÷2	3,2/3,2	0,23	0,1
ВМГ- 10	2,0÷2,6/2,1÷2,7	2,6/3,9	0,3	0,12
ВПМП- 10	2,4÷2,8/2,2±0,3	3,2/3,2	0,3	0,12
ВМПЭ- 10- 630 (1000, 1600)	4,7+0,3/3,0+0,3	5,7/5,0	0,3	0,07
ВМПЭ- 10- 3150	4+0,4/3,1+0,3	5,7/4,5	0,3	0,09
ВМП- 10	4,5±0,5/3,4±0,4	5,0/5,0	0,3	0,1
ВМП- 10П	4,5±0,4/3,5±0,3	6,0/5,0	0,2	0,1
ВММ- 10	- /2,3+0,2	-	0,2	0,1
ВМПП- 10- 20	4,2+0,4/2,5+0,2	-	0,2	0,1
ВМПП- 10- 31,5	4,5+0,4/2,8+0,2	-	0,2	0,1
ВК- 10- 20- 630 (1000)	3,5+0,3/2,5±0,2	-	0,075	0,05
ВК- 10- 20- 1600	3,2±0,3/2,3±0,2	-	0,075	0,05
ВК- 10- 31,5- 630 (1000)	4,2+0,4/2,5±0,2	-	0,075	0,05
ВК- 10- 31,5- 1600	4,0+0,4/2,3±0,2	-	0,075	0,05
ВЭ- 10- 1250 (1600)- 20	5,2+0,5/3,5+0,4	-	0,075	0,06

ВЭ- 10- 2500 (3600)- 20	4,8+0,5/3,0+0,3	-	0,075	0,06
ВЭ- 10- 1250 (1600)- 31,5	6,5+0,6/3,5+0,4	-	0,075	0,06

Окончание Таблицы А.6.4

Тип выключателя	Скорость движения контактов, м/с		Собственное время, с, не более	
	при включении/ отключении	максимальная, не более	включения	отключения
ВЭ- 10- 2500 (3600)- 31,5	5,8+0,6/3,0+0,3	-	0,075	0,06
ВЭ(С)- 6	5,8+0,6/3,0+0,3	-	0,075	0,06
ВКЭ- 10- 20- 630 (1000)	4,0+0,4/2,5±0,2	-	0,3	0,07
ВКЭ- 10- 20- 1600	3,8+0,4/2,3±0,2	-	0,3	0,07
ВКЭ- 10- 31,5- 630 (1000)	4,0+0,4/2,5±0,2	-	0,3	0,07
ВКЭ- 10- 31,5- 1600	3,8+0,4/2,3±0,2	-	0,3	0,07
МКП- 35	1,7+0,2/1,6+0,2	3,2- 0,3/3,6- 0,2	0,4	0,05
ВТ- 35	1,8±0,3/1,1±0,2	2,1±0,3/2,7±0,2	0,35	0,12
ВТД- 35	2,2±0,3/1,1±0,2	2,5±0,2/3,1±0,3	0,35	0,12
МКП- 110	1,7+0,2/1,3+0,2	3,8- 0,4/2,9- 0,3	0,6	0,05
ВМП- 10 с пружинным приводом	4,5/3,8	5,0/5,0	0,2	0,1
МКП- 35 с приводом ШПС- 30	1,5÷2,1/1,5÷1,7	2,0÷2,5/2,8÷3,5	0,43	0,05
МКП- 35 с приводом ШПЭ- 2	1,7÷2,5/2,0±0,3	2,9/3,7	0,43	0,05
Примечание – В числителе приведена скорость при замыкании контактов, в знаменателе - при их размыкании.				

А.6.5 П, С. Измерение хода подвижных частей, вжима контактов при включении, одновременности замыкания и размыкания контактов выключателей

Измеренные значения должны соответствовать Нормам на ход подвижных частей выключателей таблицы А.6.5.

Таблица А.6.5

Тип выключателя	Ход подвижных частей, мм	Ход в контактах (вжим), мм	Разновременность замыкания и размыкания контактов,

			мм, не более
ВПМ- 10	210±5	45±5	5
ВМ- 14	-	-	4
ВМ- 16	133±3	50±5	5
ВМ- 22, ВМ- 23	200±5	40±5	6
ВМГ- 133	250±5	40±5	2

Окончание Т а б л и ц ы А.6.5

Тип выключателя	Ход подвижных частей, мм	Ход в контактах (вжим), мм	Разновременность замыкания и размыкания контактов, мм, не более
ВМГ- 10	210±5	45±5	5
ВПМП- 10	210±5	45±5	5
ВМПЭ- 10- 630 (1000, 1600)	204±3	55±4	5
ВМПЭ- 10- 3150	235±5	77±6	7
ВМП- 10, ВМП- 10П	240÷245	59±4	5
ВММ- 10	180	35±3	5
ВМПП- 10	207±4	59±4	5
ВК- 10, ВКЭ- 10	158±2	29÷32	3
ВЭ- 10, ВЭ(С)- 6	-	26÷31	-
		(7,5÷9)	1

П р и м е ч а н и я.
1. В скобках указаны нормы для главных контактов.
2. В случае несоответствия значений, указанных в таблице и представленных заводом-изготовителем, следует руководствоваться данными заводских инструкций.

А.6.6 П, С, Т. Проверка регулировочных и установочных характеристик механизмов приводов и выключателей

Проверка производится в объеме и по нормам заводских инструкций и паспортов для каждого типа привода и выключателя.

А.6.7 П, С, Т. Проверка действия механизма свободного расцепления

Механизм свободного расцепления привода должен позволять произведение операции отключения на всем ходе контактов, т.е. в любой момент от начала операции включения.

Механизм свободного расцепления проверяется в работе при полностью включенном положении привода и в двух- трех промежуточных его положениях.

Допускается не производить проверку срабатывания механизма свободного расцепления приводов ПП- 61 и ПП- 67 в промежуточных положениях из- за возникновения опасности резкого возврата рычага ручного привода.

А.6.8 П, С. Проверка минимального напряжения (давления) срабатывания выключателей

Проверка минимального напряжения срабатывания производится пополюсно у выключателей с пополюсными приводами.

Минимальное напряжение срабатывания электромагнитов должно быть не более значений в таблице А.6.8.1.

Таблица А.6.8.1

Тип питания	Электромагниты отключения	Электромагниты включения
При питании привода от источника постоянного тока	$0,7U_{ном}$	$0,85U_{ном}$
При питании привода от источника переменного тока	$0,65U_{ном}$	$0,8U_{ном}$

Напряжение на электромагниты должно подаваться толчком.

Значение давления срабатывания пневмопривода должно быть на 20- 30% меньше нижнего предела рабочего давления.

А.6.9 П, С. Испытание выключателей многократными опробованиями

Многократные опробования выключателей - выполнение операций включения и отключения и сложных циклов (ВО без выдержки времени обязательны для всех выключателей; ОВ и ОВО обязательны для выключателей, предназначенных для работы в режиме АПВ) должны производиться при номинальном напряжении на выводах электромагнитов. Число операций и сложных циклов, подлежащих выполнению выключателем, должно составлять:

- 3- 5 операций включения и отключения;
- 2- 3 цикла каждого вида.

А.6.10 П, С, Т. Испытания трансформаторного масла выключателей

Испытания должны выполняться при вводе выключателей в эксплуатацию после монтажа, среднего, текущего и непланового ремонтов и проводиться по требованиям таблицы А.3.3, если ремонт осуществляется со сливом масла из выключателя, и таблицы А.3.4, если ремонт ведется без слива масла из выключателя.

Испытания должны выполняться:

- до и после заливки его в баковые выключатели;
- до заливки его в маломасляные выключатели всех напряжений.

Масло из баковых выключателей на напряжение до 35 кВ включительно и маломасляных выключателей на все классы напряжения после выполнения ими предельно допустимого числа коммутаций токов КЗ (или токов нагрузки) испытанию не подлежит, так как должно заменяться свежим. При текущем ремонте баковых выключателей наружной установки испытания масла должны выполняться согласно требованиям п. 1 таблицы А.3.4.

А.6.11 Испытания встроенных трансформаторов тока

Испытания должны выполняться в соответствии с А.4.

А.6.12 М. Тепловизионный контроль

При контроле оценивается нагрев рабочих и дугогасительных контактов, а также контактных соединений токоведущего контура выключателя. Тепловизионный контроль производится в соответствии с А16.

А.7. Элегазовые выключатели

А.7.1 П, С. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Измерение должно выполняться в соответствии с таблицей А.14.1

А.7.2 Испытание изоляции

Испытание должно выполняться в соответствии с п. 14.2.

А.7.3 Измерение сопротивления постоянному току

А.7.3.1 П, С, Т. Измерение сопротивления главной цепи

Сопротивление главной цепи должно измеряться как в целом всего токоведущего контура полюса, так и отдельно каждого разрыва дугогасительного устройства (если это позволяет конструктивное исполнение аппарата).

При текущих ремонтах сопротивление токоведущего контура каждого полюса выключателя измеряется в целом.

А.7.3.2 П, С, Т. Измерение сопротивления обмоток электромагнитов управления и добавочных резисторов в их цепи

Измеренные значения сопротивлений должны соответствовать заводским нормам.

А.7.4 П, С. Проверка минимального напряжения срабатывания выключателей

Выключатели должны срабатывать при напряжении не более 0,7Uном при питании привода от источника постоянного тока; 0,65Uном при питании привода от сети переменного тока при номинальном давлении элегаза в полостях выключателя и наибольшем рабочем давлении в резервуарах привода. Напряжение на электромагниты должно подаваться толчком.

А.7.5 П, С. Проверка характеристик выключателя

При проверке работы элегазовых выключателей должны определяться характеристики, предписанные заводскими инструкциями. Результаты проверок и измерений должны соответствовать паспортным данным. Виды операций и сложных циклов, значения давлений в резервуаре привода и напряжений оперативного тока, при которых должна производиться проверка характеристик выключателей, приведены в таблице А.7.5. Значения собственных времен отключения и включения должны обеспечиваться при номинальном давлении элегаза в дугогаситель-

ных камерах выключателя, начальном избыточном давлении сжатого воздуха в резервуарах приводов, равном номинальному, и номинальному напряжению на выводах цепей электромагнитов управления.

Условия и число опробований выключателей при наладке приведены в таблице А.7.5.

Таблица А.7.5

Операция или цикл	Давление при опробовании	Напряжение на выводах электромагнитов	Число операций и циклов
1. Включение	Наименьшее срабатывания	Номинальное	3
2. Отключение	То же	То же	3
3. ВО	То же	То же	2
4. Включение	Наименьшее рабочее	То же	3
5. Отключение	То же	То же	3
6. ВО	То же	То же	2
7. Включение	Номинальное	То же	3
8. Отключение	То же	То же	3
9. ОВ	То же	То же	2
10. Включение	Наибольшее рабочее	0,7 номинального	2
11. Отключение	То же	То же	2
12. ВО	То же	Номинальное	2
13. ОВО	То же	То же	2
14. ОВО	Наименьшее для АПВ	То же	2
Примечание. При выполнении операций и сложных циклов (поз. 4- 9, 12- 14) должны быть сняты зачетные осциллограммы.			

А.7.6 П, С. Испытание выключателей многократными опробованиями

Многократные опробования - выполнение операций включения и отключения и сложных циклов (ВО без выдержки времени между операциями - для всех выключателей; ОВ и ОВО - для выключателей, предназначенных для работы в режиме АПВ) - должны производиться при различных давлениях сжатого воздуха в приводе и напряжениях на выводах электромагнитов управления с целью проверки исправности действия выключателей согласно таблице А.7.5.

А.7.7. П, С, Т. Контроль наличия утечки газа

Проверка герметичности производится с помощью течеискателя. При контроле наличия утечки щупом течеискателя обследуются места уплотнений стыковых соединений и сварных швов выключателя.

Результат контроля наличия утечки считается удовлетворительным, если выходной прибор течеискателя не показывает утечки. Контроль производится при номинальном давлении элегаза.

А.7.8. П, С. Проверка содержания влаги в элегазе

Содержание влаги в элегазе определяется перед заполнением выключателя элегазом на основании измерения точки росы. Температура точки росы элегаза должна быть не выше минус 50°С.

А.7.9 П, С. Испытания встроенных трансформаторов тока

Испытания должны выполняться в соответствии с А.4.

А.7.10 М. Тепловизионный контроль

При контроле оценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура выключателя. Тепловизионный контроль производится в соответствии с А16.

А.8 Вакуумные выключатели

Измерение сопротивления постоянному току, определение допустимого износа контактов, измерение временных характеристик выключателей, измерение хода подвижных частей и одновременности замыкания контактов производятся в соответствии с инструкцией завода- изготовителя.

А.8.1 Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Измерение должно выполняться в соответствии с таблицей А.14.1.

А.8.2 Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

А.8.2.1 Испытание изоляции выключателя

Значение испытательного напряжения принимается согласно таблице А.3.1.

А.8.2.2 Испытание изоляции вторичных цепей н обмоток электромагнитов управления

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями пункта А.14.2.

А.8.3 Проверка минимального напряжения срабатывания электромагнитов управления выключателя

Электромагниты управления вакуумных выключателей должны срабатывать:
- электромагниты включения при напряжении не менее 0,85Uном;
- электромагниты отключения при напряжении не менее 0,7Uном.

А.8.4 Испытание выключателей многократными опробованиями

Число операций и сложных циклов, подлежащих выполнению выключателем при номинальном напряжении на выводах электромагнитов, должно составлять:

- 3—5 операций включения и отключения;
- 2—3 цикла ВО без выдержки времени между операциями.

А.8.5 Тепловизионный контроль

При контроле оценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура выключателей.

Тепловизионный контроль производится в соответствии с А16.

А.9 Разъединители

А.9.1 Измерение сопротивления изоляции поводков и тяг, выполненных из органических материалов

Измерение должно выполняться мегаомметром на напряжение 2500 В.

Результаты измерений сопротивления изоляции должны быть не ниже значений, приведенных в таблице А.6.1

А.9.1.1 Измерение сопротивления изоляции многоэлементных изоляторов

Измерение должно выполняться согласно А.12.

А.9.1.2 Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей и электромагнитов управления

Измерение должно выполняться в соответствии с таблицей А.14.1.

А.9.2 Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц

А.9.2.1 Испытание основной изоляции

Изоляция, состоящая из одноэлементных опорных изоляторов, должна подвергаться испытаниям согласно указаниям таблицы А.3.1.

Изоляция, состоящая из многоэлементных изоляторов, должна подвергаться испытаниям согласно указаниям раздела А.12.

А.9.2.2 Испытание изоляции вторичных цепей и обмоток электромагнитов управления

Испытание должно выполняться в соответствии с А.14.2.

А.9.3 Измерение сопротивления постоянному току контактной системы разъединителей

Измерение должно выполняться между точками "контактный вывод - контактный вывод". Результаты измерений сопротивлений должны соответствовать заводским нормам, а при их отсутствии - данным таблицы А.9.3.

Таблица А.9.3

Тип разъединителя	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток, А	Допустимое значение сопротивления, мкОм
РЛН	35- 220	600	220
Остальные типы	Все классы	600	175
	напряжения	1000	120

		1500- 2000	50

А.9.4 Измерение контактных давлений в разъемных контактах

Результаты измерений должны соответствовать заводским нормам.

А.9.5 Проверка работы разъединителя

Разъединители с ручным управлением должны быть проверены выполнением 5 операций включения и 5 операций отключения.

Разъединители с дистанционным управлением должны быть также проверены выполнением 5 операций включения и такого же числа операций отключения при номинальном напряжении на выводах электромагнитов и электродвигателей управления.

А.9.6 Проверка работы механической блокировки

Блокировка не должна позволять оперирование главными ножами при включенных заземляющих ножах и наоборот.

А.9.7 Тепловизионный контроль

При контроле оценивается нагрев контактов и контактных соединений токоведущего контура. Тепловизионный контроль производится в соответствии с А16.

А.10 Комплектные распределительные устройства внутренней и наружной установки

А.10.1 Измерение сопротивления изоляции

А.10.1.1 Измерение сопротивления изоляции элементов из органических материалов

Измерения производятся мегаомметром на напряжение 2500 В.

Сопротивление изоляции должно быть не ниже значений, приведенных в таблице А.6.1.

А.10.1.2 Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей

Измерение производится мегаомметром на напряжение 500- 1000 В в соответствии с таблицей А 14.1.

А.10.2 Испытание повышенным напряжением частоты 50 Гц

А.10.2.1 Испытание изоляции первичных цепей ячеек

Испытательное напряжение устанавливается согласно таблице А.3.1. Продолжительность приложения испытательного напряжения для фарфоровой изоляции 1 мин.

Если изоляция ячеек содержит элементы из твердых органических материалов, продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 5 мин.

Все выдвижные элементы с выключателями устанавливаются в рабочее положение, включают выключатели; выдвижные элементы с разрядниками, силовыми и измерительными трансформаторами выкатываются в контрольное положение. Испытание повышенным напряжением производится до присоединения силовых кабелей.

А.10.2.2 Испытание изоляции вторичных цепей

Испытание должно выполняться в соответствии с указаниями пункта А.14.2.

А.10.3 Проверка соосности и величины вхождения подвижных контактов в неподвижные

А.10.3.1 Проверка соосности контактов

Несоосность контактов не должна превышать 4- 5 мм. Вертикальный люфт ламелей разъединяющих контактов выкатной тележки должен быть в пределах 8-14 мм.

А.10.3.2 Вхождение подвижных контактов в неподвижные

Вхождение подвижных контактов в неподвижные должно быть не менее 15 мм, запас хода - не менее 2 мм.

А.10.4 Измерение сопротивления постоянному току

А.10.4.1 Измерение сопротивления постоянному току разъемных контактов

Сопротивление разъемных контактов не должно превышать значений, приведенных в таблице А.10.4

Таблица А.10.4

Измеряемый элемент*	Допустимые значения сопротивления
1Втычные контакты первичной цепи	Допустимые значения сопротивления контактов приведены в заводских инструкциях. В случаях, если значения сопротивления контактов не приведены в заводских инструкциях, они должны быть не более: для контактов на 400 А - 75 мкОм; для контактов на 630 А - 60 мкОм; для контактов на 1000 А - 50 мкОм; для контактов на 1600 А - 40 мкОм; для контактов на 2000 А и выше - 33 мкОм
2 Связь заземления выдвижного элемента с корпусом	Не более 0,1 Ом
Примечание. * Измерение выполняется, если позволяет конструкция КРУ.	

А.10.5 Контроль сборных шин

Контроль контактных соединений сборных шин должен выполняться согласно А.12.4.

А.10.6 Механические испытания

Испытания включают 5- кратное вкатывание и выкатывание выдвижных элементов с проверкой соосности разъединяющих контактов главной цепи, работы шторочного механизма, блокировок, фиксаторов.

А.11 Комплектные экранированные токопроводы (смонтированные) 6 кВ и выше

А.11.1 Измерение сопротивления изоляции

Измерение производится мегаомметром на напряжение 2500 В.

Сопротивление изоляции, измеренное при вводе токопровода в эксплуатацию, используется в качестве исходного для последующего контроля, проводимого при капитальном ремонте генераторов или КРУ

А.11.2 Испытание изоляции токопровода повышенным напряжением промышленной частоты

Значение испытательного напряжения для изоляции токопровода при отсоединенных обмотках генераторов и силовых трансформаторов приведены в таблице А.3.1. Для токопроводов с общим для всех трех фаз экраном испытательное напряжение прикладывается поочередно к каждой фазе токопровода при остальных фазах, соединенных с заземленным кожухом.

Длительность приложения испытательного напряжения фарфоровой изоляции составляет 1 мин.

Если изоляция токопровода содержит элементы из твердых органических материалов, продолжительность приложения испытательного напряжения составит 5 мин.

Испытания в эксплуатации производятся при капитальном КРУ.

А.11.3 Проверка качества выполнения соединений шин и экранов

Проверка качества выполнения соединений шин токопроводов должна производиться в соответствии с требованиями инструкции завода- изготовителя.

Проверка качества сварных соединений при монтаже токопроводов должна выполняться в соответствии с инструкцией по сварке алюминия или, при наличии соответствующей установки, методом рентгено- или гаммаскопии, или способом, рекомендованным заводом- изготовителем.

Швы сварных соединений шин и экранов должны отвечать следующим требованиям:

- не допускаются трещины, прожоги, незаваренные кратеры и непровары, составляющие более 10% длины шва при глубине более 15% толщины свариваемого металла;

- суммарное значение непровара, подрезов, газовых пор, окисных и вольфрамовых включений сварных шин и экранов из алюминия и его сплавов в каждом рассматриваемом сечении должно быть не более 15% толщины свариваемого металла. В эксплуатации состояние сварных контактных соединений определяется визуально. Контроль осуществляется при капитальном ремонте КРУ.

А.11.4 Проверка устройств искусственной вентиляции токопровода

Проверка производится согласно инструкции завода- изготовителя.

А.11.5 Проверка отсутствия короткозамкнутых контуров в токопроводах синхронного компенсатора

Проверка при вводе токопроводов в эксплуатацию и при капитальных ремонтах производится согласно таблице А.11.5 Между ремонтами проверка может быть заменена тепловизионным контролем, проводимым в соответствии с А16. Критерии отсутствия короткозамкнутых контуров в токопроводах даны в таблице А.11.5

Таблица А.11.5

Конструкция токопровода	Проверяемый узел	Критерий оценки состояния	Примечание
С непрерывными экранами	Изоляция экранов или коробов токопровода от корпуса трансформатора и синхронного компенсатора при:		
	- непрерывном воздушном зазоре (щели) между экранами токопровода и корпусом синхронного компенсатора	Отсутствие металлического замыкания между экранами и корпусом синхронного компенсатора	При визуальном осмотре
	- односторонней изоляции уплотнений экранов и коробов токопровода от корпуса трансформатора и синхронного компенсатора;	Целостность изоляционных втулок, отсутствие касания поверхностями экранов или коробов (в местах изолировки) корпусов трансформатора синхронного компенсатора	При визуальном осмотре
	- двусторонней изоляции уплотнений съемных экранов и коробов токопровода, подсоединенных к корпусу трансформатора и синхронного компенсатора	Сопротивление изоляции съемного экрана или короба относительно корпуса трансформатора и синхронного компенсатора при демонтированных стяжных шпильках и заземляющих проводниках должно быть не менее 10 кОм	Измеряется мегаомметром на напряжение 500- 1000 В
Секционированные	Изоляция резиновых компенсаторов экранов токопроводов от корпу-	Зазор в свету между болтами соседних нажимных колец резинового компенсатора	При визуальном осмотре

	са трансформатора и синхронного компенсатора	должен быть не менее 5 мм	

Окончание Таблицы А.11.5

Конструкция токопровода	Проверяемый узел	Критерий оценки состояния	Примечание
	Изоляция резиновых уплотнений съемных и подвижных экранов	Сопротивление изоляции экрана относительно металлоконструкций при демонтированных стяжных шпильках должно быть не менее 10 кОм	Измеряется мегаомметром на напряжение 500- 1000 В
Все типы с двухслойными прокладками станин экранов	Изоляционные прокладки станин экранов	Сопротивление изоляции прокладок относительно металлоконструкций должно быть не менее	1 Измеряется мегаомметром на напряжение 500- 1000 В
		10 кОм	2 Состояние изоляционных втулок болтов крепления станин проверяется визуально
Все типы	Междуфазные тяги разъединителей и заземлителей	Тяги должны иметь изоляционные вставки или другие элементы, исключающие образование короткозамкнутого контура	При визуальном осмотре

А.11.6 Контрольный анализ газа на содержание водорода из токопровода

При анализе проверяется содержание водорода в токопроводах. Содержание водорода в экранированных токопроводах должно быть менее 1%.

А.12 Сборные и соединительные шины

А.12.1 Измерение сопротивления изоляции подвесных и опорных фарфоровых изоляторов

Измерение производится мегаомметром на напряжение 2500 В только при положительной температуре окружающего воздуха.

При монтаже изоляторов сопротивление изоляции измеряется непосредственно перед установкой изоляторов.

Сопротивление каждого изолятора или каждого элемента многоэлементного изолятора должно быть не менее 300 Мом.

А.12.2 Испытание изоляции шин повышенным напряжением частоты 50 Гц

Значения испытательного напряжения приведены в таблице А.3.1.

Вновь устанавливаемые многоэлементные или подвесные изоляторы должны испытываться повышенным напряжением 50 кВ частоты 50 Гц, прикладываемым к каждому элементу изолятора.

Длительность приложения испытательного напряжения — 1 мин.

А.12.3 Тепловизионный контроль

Тепловизионный контроль производится в соответствии с А16.

А.12.4 Контроль контактных соединений

А.12.4.1 Контроль затяжки болтовых контактных соединений

Измеряется затяжка болтов КС, выполненных с применением соединительных плашечных, петлевых переходных, соединительных переходных, ответвительных, аппаратных зажимов; проверка производится в соответствии с инструкцией по их монтажу.

А.12.4.2 Измерение переходных сопротивлений

Периодичность контроля - не реже 1 раза в 6 лет.

При удовлетворительных результатах тепловизионного контроля контроль и проверки по А.12.3 могут не производиться.

А.13 Токоограничивающие сухие реакторы

А.13.1 Измерение сопротивления изоляции обмоток относительно болтов крепления

Измерение производится мегаомметром на напряжение 1000- 2500 В. Значение сопротивления изоляции вновь вводимых в эксплуатацию реакторов должно быть не менее 0,5 МОм и составлять не менее 0,1 МОм в процессе эксплуатации.

А.13.2 Испытание опорных изоляторов реактора повышенным напряжением промышленной частоты

Испытательное напряжение опорных изоляторов полностью собранного реактора принимается согласно таблице А.3.1.

Продолжительность приложения испытательного напряжения - 1 мин.

Испытание опорных изоляторов реакторов повышенным напряжением промышленной частоты может производиться совместно с изоляторами ошиновки ячейки.

А.14 Аппараты, вторичные цепи и электропроводка на напряжение до 1000 В

А.14.1 Измерение сопротивления изоляции

Значения сопротивления изоляции должны быть не менее приведенных в таблице А.14.1.

Таблица А.14.1

Испытуемый элемент	Напряжение мегаомметра, В	Наименьшее допустимое значение сопротивления изоляции, МОм
1. Шины постоянного тока на щитах управления и в распределительных устройствах (при отсоединенных цепях)	1000- 2500	10
2. Вторичные цепи каждого присоединения и цепи питания приводов выключателей и разъединителей [1)]	1000- 2500	1
3. Цепи управления, защиты, автоматики и измерений, а также цепи возбуждения машин постоянного тока, присоединенные к силовым цепям	1000- 2500	1
4. Вторичные цепи и элементы при питании от отдельного источника или через разделительный трансформатор, рассчитанные на рабочее напряжение 60 В и ниже [2)]	500	0,5
5. Электропроводки, в том числе осветительные сети [3)]	1000	0,5
6. Распределительные устройства [4)], щиты и токопроводы	1000- 2500	0,5

Примечание.

[1)] Измерение производится со всеми присоединенными аппаратами (катушки приводов, контакторы, пускатели, автоматические выключатели, реле, приборы, вторичные обмотки трансформаторов тока и напряжения).

[2)] Должны быть приняты меры для предотвращения повреждения устройств, в особенности, микроэлектронных и полупроводниковых элементов.

[3)] Сопротивление изоляции измеряется между каждым проводом и землей, а также между каждыми двумя проводами.

Испытуемый элемент	Напряжение мегаомметра, В	Наименьшее допустимое значение сопротивления изоляции, МОм
[4] Измеряется сопротивление изоляции каждой секции распределительного устройства.		

А.14.2 Испытания повышенным напряжением частоты 50 Гц

Значение испытательного напряжения для цепей релейной защиты, электроавтоматики и других вторичных цепей со всеми присоединенными аппаратами (катушки приводов, автоматы, магнитные пускатели, контакторы, реле, приборы) принимается равным 1000. Осветительные сети испытываются указанным напряжением в тех случаях, когда проводка имеет пониженный по сравнению с нормой уровень изоляции. В остальных случаях испытание может быть произведено мегаомметром на напряжение 2500 В.

При текущем ремонте допускается испытание выпрямленным напряжением 2500 В с использованием мегаомметра или специальной установки.

Продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 1 мин.

Вторичные цепи, рассчитанные на рабочее напряжение 60 В и ниже, а также цепи, содержащие устройства с микроэлектронными элементами напряжением 1000 В частоты 50 Гц, не испытываются.

А.14.3 Проверка действия максимальных, минимальных или независимых расцепителей автоматов

Работа расцепителей должна соответствовать заводским данным и требованиям обеспечения защитных характеристик.

А.14.4 Проверка работы контакторов и автоматов при пониженном напряжении оперативного тока

Значение напряжения срабатывания и количество операций приведены в таблице А.14.4

Т а б л и ц а А.14.4

Операция	Напряжение на шинах оперативного тока	Количество операций
Включение	$0,9\ U_{ном}$	5
Отключение	$0,8\ U_{ном}$	5

А.14.5 Проверка предохранителей, предохранителей- разъединителей

Плавкая вставка предохранителя должна быть калиброванной.

Контактное нажатие в разъемных контактах предохранителя- разъединителя должно соответствовать заводским данным и измеренному при приемке.

Проверка работы предохранителя- разъединителя производится выполнением 5 циклов ВО.

А.15 Силовые кабельные линии

А.15.1 Измерение сопротивления изоляции

Измерение производится мегаомметром на напряжение 2500 В. У силовых кабелей на напряжение 1 кВ и ниже значение сопротивления изоляции должно быть не ниже 0,5 МОм. У силовых кабелей на напряжение 2- 500 кВ сопротивление изоляции не нормируется.

А.15.2 Испытание изоляции кабелей повышенным выпрямленным напряжением

А.15.2.1 Испытательные напряжения, длительность испытаний, токи утечки и их асимметрия

Испытательное напряжение принимается в соответствии с таблицей А.15.1.

Разрешается техническому руководителю энергопредприятия в процессе эксплуатации, исходя из местных условий, как исключение, уменьшать уровень испытательного напряжения для кабельных линий напряжением 6—10 кВ до 4Uном.

Для кабелей на напряжение до 35 кВ с бумажной и пластмассовой изоляцией длительность приложения полного испытательного напряжения при приемосдаточных испытаниях составляет 10 мин, а в процессе эксплуатации — 5 мин.

Для кабелей с резиновой изоляцией на напряжение 3—10 кВ длительность приложения полного испытательного напряжения 5 мин. Кабели с резиновой изоляцией на напряжение до 1 кВ испытаниям повышенным напряжением не подвергаются.

Допустимые токи утечки в зависимости от испытательного напряжения и допустимые значения коэффициента асимметрии при измерении тока утечки приведены в таблице А.15.2. Абсолютное значение тока утечки не является браковочным показателем. Кабельные линии с удовлетворительной изоляцией должны иметь стабильные значения токов утечки. При проведении испытания ток утечки должен уменьшаться. Если не происходит уменьшения значения тока утечки, а также при его увеличении или нестабильности тока испытание производить до выявления дефекта, но не более чем 15 мин.

При смешанной прокладке кабелей в качестве испытательного напряжения для силовых кабелей для всей кабельной линии принимать наименьшее из испытательных напряжений по таблице А.15.2.

Таблица А.15.2

Категория испытания	Кабели с бумажной изоляцией на напряжение, кВ											
	до 1	2	3	6	10	20	35					
П	6	12	18	36	60	100	175					
К	2,5	10-17	15-25	36	60	100	175					
М	-	10-17	15-25	36	60	100	175					

Категория испытаний	Кабели с пластмассовой изоляцией на напряжение, кВ						Кабели с резиновой изоляцией на напряжение, кВ		
	0,66*	1*	3	6	10		3	6	10
П	3,5	5,0	15	36	60		6	12	20
К	-	2,5	7,5	36	60		6	12	20
М	-	-	7,5	36	60		6**	12**	20**

Примечание.
* Испытание выпрямленным напряжением одножильных кабелей с пластмассовой изоляцией без брони (экранов), проложенных на воздухе, не производится.
** После ремонтов, не связанных с перемонтажом кабеля, изоляция проверяется мегомметром на напряжение 2500 В, а испытание повышенным выпрямленным напряжением не производится.

Токи утечки и коэффициенты асимметрии для силовых кабелей приведены в таблице А.15.2.1

Таблица А.15.2.1

Кабели напряжением, кВ	Испытательное напряжение, кВ	Допустимые значения токов утечки, мА	Допустимые значения коэффициента асимметрии, (I_{max}/I_{min})
6	36	0,2	8
	45	0,3	8
10	50	0,5	8
	60	0,5	8
20	100	1,5	10
35	140	1,8	10
	150	2,0	10
	175	2,5	10

А.15.2.2 Периодичность испытаний в процессе эксплуатации

Кабели на напряжение 2- 35 кВ:

а) 1 раз в год - для кабельных линий в течение первых 2 лет после ввода в эксплуатацию, а в дальнейшем:

- 1 раз в 2 года - для кабельных линий, у которых в течение первых 2 лет не наблюдалось аварийных пробоев и пробоев при профилактических испытаниях и 1 раз в год для кабельных линий, на трассах которых производились строительные и ремонтные работы и на которых систематически происходят аварийные пробои изоляции;

- 1 раз в 3 года - для кабельных линий на закрытых территориях (подстанции, заводы);

- во время капитальных ремонтов оборудования для кабельных линий, присоединенных к агрегатам, и кабельных перемычек 6- 10 кВ между сборными шинами и трансформаторами в ТП и РП;

б) допускается не проводить испытание:

- для кабельных линий длиной до 100 м, которые являются выводами из РУ и ТП на воздушные линии и состоят из двух параллельных кабелей;

- для кабельных линий со сроком эксплуатации более 15 лет, на которых удельное число отказов из- за электрического пробоя составляет 30 и более отказов на 100 км в год;

- для кабельных линий, подлежащих реконструкции или выводу из работы в ближайшие 5 лет;

в) допускается распоряжением технического руководителя энергопредприятия устанавливать другие значения периодичности испытаний и испытательных напряжений:

- для питающих кабельных линий со сроком эксплуатации более 15 лет при числе соединительных муфт более 10 на 1 км длины;

- для кабельных линий на напряжение 6- 10 кВ со сроком эксплуатации более 15 лет, на которых смонтированы концевые заделки только типов КВВ и КВБ и соединительные муфты местного изготовления, при значении испытательного напряжения не менее 4Uном и периодичности не реже 1 раза в 5 лет;

- для кабельных линий на напряжение 20- 35 кВ в течение первых 15 лет испытательное напряжение должно составлять 5Uном, а в дальнейшем - 4Uном.

Кабели на напряжение 3- 10 кВ с резиновой изоляцией:

а) в стационарных установках - 1 раз в год;

б) в сезонных установках - перед наступлением сезона;

в) после капитального ремонта агрегата, к которому присоединен кабель.

А.15.3 Определение целостности жил кабелей и фазировка кабельных линий

Производится в эксплуатации после окончания монтажа, перемонтажа муфт или соединения жил кабеля.

А.15.4 Определение сопротивления жил кабеля

Производится для линий на напряжение 20 кВ и выше.

Сопротивление жил кабелей постоянному току, приведенное к удельному значению (на 1 мм2 сечения, 1 м длины, при температуре 20°С), должно быть не более 0,01793 Ом для медной и 0,0294 Ом для алюминиевой жил. Измеренное сопротивление (приведенное к удельному значению) может отличаться от указанных значений не более чем на 5%.

А.15.5 Определение электрической рабочей емкости кабелей

Определение производится для линий на напряжение 20 кВ и выше.

Измеренная емкость, приведенная к удельному значению (на 1 м длины), должна отличаться от значений при заводских испытаниях не более чем на 5%.

А.15.6 Контроль степени осушения вертикальных участков

Контроль степени осушения вертикальных участков производится по решению технического руководителя энергопредприятия.

Контроль производится для кабелей с пропитанной вязким составом бумажной изоляцией на напряжение 20- 35 кВ путем измерения и сопоставления нагрева металлических оболочек в разных точках вертикального участка линии. Разность в нагреве отдельных точек при токах, близких к номинальным, не должна быть более 2- 3°С.

А.15.7 Измерение токораспределения по одножильным кабелям

Неравномерность распределения токов по токопроводящим жилам и оболочкам (экранам) кабелей не должна быть более 10%.

А.15.8 Проверка заземляющего устройства

Проверка состояния цепей и контактных соединений между заземлителями и заземляемыми элементами, а также соединений естественных заземлителей с заземляющим устройством производится после каждого ремонта естественного заземлителя но не реже 1 раза в 12 лет.

Проверка проводится путём простукивания мест соединения соединений молотком и осмотром для выявления обрывов и других дефектов. Кроме того может производиться измерение переходных сопротивлений (при исправном состоянии контактного соединения сопротивление не превышает 0,05 Ом).

А.16 Тепловизионный контроль электрооборудования

А.16.1 Общие положения

А.16.1.1 При тепловизионном контроле электрооборудования следует применять тепловизоры с разрешающей способностью не хуже 0,1°С предпочтительно со спектральным диапазоном 8- 12 μм.

А.16.1.2 В разделе применяются следующие понятия:

Превышение температуры - разность между измеренной температурой нагрева и температурой окружающего воздуха;

Избыточная температура - превышение измеренной температуры контролируемого узла над температурой аналогичных узлов других фаз, находящихся в одинаковых условиях;

Коэффициент дефектности - отношение измеренного превышения температуры контактного соединения к превышению температуры, измеренному на целом участке шины (провода), отстоящем от контактного соединения на расстоянии не менее 1 м;

Контакт - токоведущая часть аппарата, которая во время операции размыкает и замыкает цепь, или в случае скользящих или шарнирных контактов сохраняет непрерывность цепи;

Контактное соединение - токоведущее соединение (болтовое, сварное, выполненное методом обжатия), обеспечивающее непрерывность токовой цепи.

А.16.1.3 Оценка теплового состояния электрооборудования и токоведущих частей в зависимости от условий их работы и конструкции может осуществляться: по нормированным температурам нагрева (превышениям температуры), избыточной температуре, коэффициенту дефектности, динамике изменения температуры во времени, с изменением нагрузки, путем сравнения измеренных значений

температуры в пределах фазы, между фазами, с заведомо исправными участками, в соответствии с указаниями отдельных пунктов раздела.

А.16.1.4 Предельные значения температуры нагрева и ее превышения приведены в таблице. А.16.1.

Для контактов и болтовых КС нормативами таблицы А.16.1 следует пользоваться при токах нагрузки (0,6- 1,0) Iном после соответствующего пересчета.

Пересчет превышения измеренного значения температуры к нормированному осуществляется исходя из соотношения:

$$\frac{\Delta T_{\text{ном}}}{\Delta T_{\text{раб}}} = \left(\frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{раб}}}\right)^2,$$

где ΔТном - превышение температуры при Iном; ΔТраб - то же, при Iраб.

Тепловизионный контроль электрооборудования и токоведущих частей при токах нагрузки 0,3Iном и ниже не способствует выявлению дефектов на ранней стадии их развития.

Т а б л и ц а А.16.1

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С
1. Токоведущие (за исключением контактов и контактных соединений) и нетоковедущие металлические части:		
не изолированные и не соприкасающиеся с изоляционными материалами	120	80
изолированные или соприкасающиеся с изоляционными материалами классов нагревостойкости по ГОСТ 8865:		
Y	90	50
A	100	60
E	120	80
B	130	90
F	155	115
H	180	140
2. Контакты из меди и медных сплавов:		
- без покрытий, в воздухе/в изоляционном масле	75/80	35/40
- с накладными серебряными пластинами, в воздухе/в изоляционном масле	120/90	80/50
- с покрытием серебром или никелем, в воздухе/в изоляционном масле	105/90	65/50
- с покрытием серебром толщиной не менее 24 мкм	120	80
- с покрытием оловом, в воздухе/в изоляционном масле	90/90	50/50
3. Контакты металлокерамические вольфрамо- и мо-	85/90	45/50

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С
либденосодержащие в изоляционном масле: на основе меди/на основе серебра		
4. Аппаратные выводы из меди, алюминия и их сплавов, предназначенные для соединения с внешними проводниками электрических цепей:		
- без покрытия	90	50
- с покрытием оловом, серебром или никелем	105	65

Продолжение Таблицы А.16.1

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С
5. Болтовые контактные соединения из меди, алюминия и их сплавов:		
- без покрытия, в воздухе/в изоляционном масле	90/100	50/60
- с покрытием оловом, в воздухе/в изоляционном масле	105/100	65/60
- с покрытием серебром или никелем, в воздухе/в изоляционном масле	115/100	75/60
6. Предохранители переменного тока на напряжение 3 кВ и выше:		
соединения из меди, алюминия и их сплавов в воздухе без покрытий/с покрытием оловом		
- с разъемным контактным соединением, осуществляемым пружинами	75/95	35/55
- с разборным соединением (нажатие болтами или винтами), в том числе выводы предохранителя	90/105	50/65
металлические части, используемые как пружины		

- из меди	75	35
- из фосфористой бронзы и аналогичных сплавов	105	65
7. Изоляционное масло в верхнем слое коммутационных аппаратов	90	50
8. Встроенные трансформаторы тока:		
- обмотки	-	10
- магнитопроводы	-	15
9. Болтовое соединение токоведущих выводов съемных вводов в масле/в воздухе	-	85/65
10. Соединения устройств РПН силовых трансформаторов из меди, ее сплавов и медесодержащих композиций без покрытия серебром при работе на воздухе/в масле:		
- с нажатием болтами или другими элементами, обеспечивающими жесткость соединения	-	40/25
- с нажатием пружинами и самоочищающиеся в процессе переключения	-	35/20
- с нажатием пружинами и не самоочищающиеся в процессе переключения	-	20/10

Окончание Таблицы А.16.1

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
11. Токоведущие жилы силовых кабелей в режиме длительном/аварийном при наличии изоляции:		
- из поливинилхлоридного пластика и полиэтилена	70/80	-
- из вулканизирующегося полиэтилена	90/130	-
- из резины	65/-	-
- из резины повышенной теплостойкости	90/-	-
- с пропитанной бумажной изоляцией при вязкой/обедненной пропитке и номинальном напряжении, кВ:		
1 и 3	80/80	-
6	65/75	-
10	60/-	-
20	55/-	-
35	50/-	-

Примечание. Данные, приведенные в таблице, применяют в том случае, если для конкретных видов оборудования не установлены другие нормы.

А.16.1.5 Для контактов и болтовых КС при токах нагрузки (0,3- 0,6) Iном оценка их состояния проводится по избыточной температуре. В качестве норматива используется значение температуры, пересчитанное на 0,5Iном.

Для пересчета используется соотношение:

$$\frac{\Delta T_{0,5}}{\Delta T_{раб}} = \left(\frac{0,5I_{ном}}{I_{раб}}\right)^2,$$

где ΔТ0,5 - избыточная температура при токе нагрузки 0,5Iном.

При оценке состояния контактов и болтовых КС по избыточной температуре и токе нагрузки 0,5Iном различают следующие области по степени неисправности.

Избыточная температура 5- 10°С

Начальная степень неисправности, которую следует держать под контролем и принимать меры по ее устранению во время проведения ремонта, запланированного по графику.

Избыточная температура 10- 30°С

Развившийся дефект. Принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе электрооборудования из работы.

Избыточная температура более 30°С

Аварийный дефект. Требует немедленного устранения.

А.16.1.6 Оценку состояния сварных и выполненных обжатием КС рекомендуется производить по избыточной температуре или коэффициенту дефектности.

А.16.1.7 При оценке теплового состояния токоведущих частей различают следующие степени неисправности, исходя из приведенных значений коэффициента дефектности:

- 1,2 - начальная степень неисправности, которую следует держать под контролем;
- 1,2- 1,5 - развившийся дефект. Принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе электрооборудования из работы;
- более 1,5 - аварийный дефект. Требует немедленного устранения.

А.16.1.8 Принимается следующая периодичность проведения тепловизионного контроля.

Электрооборудование распределительных устройств на напряжение:

- 35 кВ и ниже - 1 раз в 3 года;
- 110- 220 кВ - 1 раз в 2 года.

Распределительные устройства (РУ) всех напряжений при усиленном загрязнении электрооборудования - ежегодно.

Внеочередной ИК- контроль электрооборудования РУ всех напряжений проводится после стихийных воздействий (значительные ветровые нагрузки, КЗ на шинах РУ, землетрясения, сильный гололед).

А.16.2 Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, масляные реакторы (в дальнейшем трансформаторы)

Термографическое обследование трансформаторов напряжением 35 кВ производится при решении вопроса о необходимости их капитального ремонта. Сни-

маются термограммы поверхностей бака трансформатора в местах расположения отводов обмоток, по высоте бака, периметру трансформатора, верхней его части, в местах болтового крепления колокола бака, системы охлаждения и их элементов. При обработке термограмм сравниваются между собой нагревы крайних фаз, нагревы однотипных трансформаторов, динамика изменения нагревов во времени и в зависимости от нагрузки, определяются нагревы, места их расположения, сопоставляются места нагрева с расположением элементов магнитопровода, обмоток, а также определяется эффективность работы систем охлаждения.

А.16.3 Электромагнитные трансформаторы напряжения

Измеряются температуры нагрева на поверхности фарфоровых покрышек. Значения температуры, измеренные в одинаковых зонах покрышек трех фаз, не должны отличаться между собой более чем на 0,3°С.

А.16.4 Выключатели

При контроле контактов и контактных соединений измеряются температуры нагрева контактов и контактных соединений (таблица А.16.2), соединений камер и модулей между собой и ошиновкой.

А.16.5 Разъединители и отделители

А.16.5.1 Контактные соединения

Предельные значения температуры нагрева КС не должны превышать данных, приведенных в п. 5 таблицы А.16.1.

А.16.5.2 Контакты

Предельные значения температуры нагрева контактов не должны превышать данных, приведенных в п. 2 таблицы А.16.1.

А.16.5.3 Выводы разъединителей и отделителей

Предельные значения температуры нагрева выводов из меди, алюминия и их сплавов, предназначенных для соединения с внешними проводниками, не должны превышать данных, приведенных в таблице А.16.5. – объем тепловизионного контроля контактов и контактных соединений выключателей.

Таблица А.16.5

Вид выключателя	Измеряемый контактный узел	Предельная температура нагрева*	Точка контроля
Маломасляные выключатели (6- 10 кВ) серий ВМГ- 133, ВМП- 10 и им подобные	Шина - токоведущий вывод Вывод - гибкая связь Гибкая связь - свеча Шина - нижний	пп. 4 и 5	Болтовое КС соответствующего узла

Вид выключателя	Измеряемый контактный узел	Предельная температура нагрева*	Точка контроля
	контакт бака Дугогасительная камера	(**)	Поверхность корпуса выключателя в зоне размещения дугогасительной камеры
Элегазовые выключатели	Рабочие и дугогасительные контакты	(**)	То же
Вакуумные выключатели	То же	(**)	"

Приложение.

* Указанные пункты относятся к таблице А.16.1

** Оценка состояния осуществляется путем сравнения измеренных значений температур на поверхности баков (покрышек) фаз выключателей. Не должны иметь место нагревы в точках контроля.

А.16.6 Закрытые и комплектные распределительные устройства и экранированные токопроводы

А.16.6.1 Контакты и контактные соединения аппаратов и токоведущих частей ячеек КРУ и КРУН

Контроль осуществляется, если позволяет конструкция устройства. Предельные значения температуры нагрева контактов и контактных соединений аппаратов и токоведущих частей приведены в соответствующих разделах приложения.

А.16.6.2 Выявление короткозамкнутых контуров в экранированных токопроводах

При тепловизионном контроле обращают внимание как на возникновение локальных очагов тепловыделения, так и на температуры нагрева кожухов (экранов) и мест их подсоединения к трансформаторам, генератору и металлоконструкциям.

Предельное значение температуры нагрева металлических частей токопроводов, находящихся на высоте и доступных для прикосновения человека, не должно превышать 60°С.

А.16.7 Сборные и соединительные шины

А.16.7.1 Контактные соединения

Предельные значения температуры нагрева болтовых контактных соединений не должны превышать данных, приведенных в п. 5 таблицы А.16.1.

Оценка состояния нагрева сварных контактных соединений, выполненных методом обжатия, производится согласно п.п. А.16.1.5 и А.16.1.6.

А.16.7.2 Изоляторы шинных мостов

Тепловизионный контроль изоляторов рекомендуется производить при повышенной влажности воздуха.

По высоте фарфора изолятора не должно быть локальных нагревов.

А.16.8 Токоограничивающие сухие реакторы

Превышение температуры нагрева контактных соединений не должно быть более 65°С.

А.16.9 Вентильные разрядники и ограничители перенапряжений

А.16.9.1 Элементы разрядника

Признаки исправного состояния вентильного разрядника с шунтирующими резисторами при тепловизионном контроле:

- верхние элементы в месте расположения шунтирующих резисторов нагреты одинаково во всех фазах;
- распределение температуры по элементам фазы разрядника практически одинаково (в пределах 0,5- 5°С в зависимости от количества элементов в разряднике), а для многоэлементных разрядников может наблюдаться плавное снижение температуры нагрева шунтирующих резисторов элементов, начиная с верхнего.

А.16.9.2 Элементы ограничителей перенапряжений

При тепловизионном контроле фиксируются значения температуры по высоте и периметру покрышки элемента, а также зоны с локальными нагревами.

Оценка состояния элементов ограничителей осуществляется путем пофазного сравнения измеренных температур.

А.16.10 Предохранители

А.16.10.1 Контактные соединения

Предельные значения температуры нагрева КС предохранителей не должны превышать данных, приведенных в п. 6 таблицы А.16.1.

А.16.10.2 Определение состояния плавкой вставки

Не должно наблюдаться локальных нагревов в средней части изоляционной трубки предохранителя.

А.16.11 Аппараты, вторичные цепи и электропроводка на напряжение до 1000 В

А.16.11.1 Контакты и контактные соединения

Тепловизионный контроль осуществляется в силовых цепях, шкафах и сборках 0,4 кВ с подсоединенными коммутационными аппаратами, трансформаторами тока, кабелями.

Предельные значения температуры нагрева контактов коммутационных аппаратов не должны превышать данных, указанных в п. 2 таблицы А.16.1, а контактных соединений - в п.п. 4 и 5 таблицы А.16.1.

А.16.11.2 Оценка теплового состояния силовых кабелей 0,4 кВ

Предельные значения температуры нагрева токоведущих жил кабелей, измеренные в местах их подсоединения к коммутационным аппаратам (при исправном состоянии последних), в зависимости от марки кабеля не должны превышать данных, приведенных в п. 11 таблицы А.16.1.

Приложение Б
(обязательное)
Техническое обслуживание устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации систем собственных нужд подстанции.

Б.1 Виды технического обслуживания устройств РЗА

Б.1.1 Период эксплуатации устройства или срок его службы до списания определяется износом устройства до такого состояния, когда восстановление его становится нерентабельным. В срок службы устройства, начиная с проверки при новом включении, входит, как правило, несколько межремонтных периодов, каждый из которых может быть подразделен на характерные с точки зрения надежности этапы: период приработки, период нормальной эксплуатации и период износа.

Устанавливаются следующие виды технического обслуживания устройств РЗА:

- проверка при новом включении (наладка);
- первый профилактический контроль;
- профилактический контроль;
- профилактическое восстановление (ремонт);
- тестовый контроль;
- опробование;
- технический осмотр.

Кроме того, в процессе эксплуатации может проводиться внеочередная или послеаварийная проверка.

Б.1.2 Проверки при новом включении устройств РЗА, в том числе вторичных цепей, измерительных трансформаторов и элементов приводов коммутационных аппаратов, относящихся к устройствам РЗА, проводятся:

- перед включением вновь смонтированных устройств;
- после реконструкции действующих устройств, связанной с установкой новой дополнительной аппаратуры, переделкой находящейся в работе аппаратуры, или после монтажа новых вторичных цепей.

Если проверка при новом включении проводилась сторонней наладочной организацией, то включение новых и реконструированных устройств без приемки их службой РЗА запрещается.

Б.1.3 Профилактический контроль устройств РЗА проводится в целях выявления и устранения возникающих в процессе эксплуатации возможных неисправностей его элементов, способных вызвать излишние срабатывания или отказы срабатывания устройств РЗА.

Первый после включения устройства РЗА в эксплуатацию профилактический контроль выполняется главным образом в целях выявления и устранения приработочных отказов, возникающих в начальный период эксплуатации.

Б.1.4 Профилактическое восстановление производится в целях проверки исправности аппаратуры и цепей, соответствия уставок и характеристик реле задан-

ным, восстановления износившейся аппаратуры и ее частей, проверки устройства РЗА в целом.

Б.1.5 Опробование производится в целях проверки работоспособности устройств РЗА.

Опробование может производиться с помощью встроенных элементов опробования либо имитацией срабатывания пусковых органов устройств РЗА.

Тестовый контроль проводится для микроэлектронных и микропроцессорных устройств, имеющих соответствующие встроенные средства тестового контроля.

Б.1.6 Внеочередная проверка проводится при частичных изменениях схем или реконструкции устройств РЗА, при необходимости изменения уставок или характеристик реле и устройств, а также для устранения недостатков, обнаруженных при проведении опробования.

Б.1.7 Послеаварийная проверка выполняется для выяснения причин отказов функционирования или неясных действий устройств РЗА. Внеочередная и послеаварийная проверки проводятся по программам, составленным ЭТС, утвержденным техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию.

Б.1.8 Периодические технические осмотры проводятся в целях проверки состояния аппаратуры и цепей РЗА, а также соответствия положения накладок и переключающих устройств режиму работы оборудования.

Б.2 Периодичность технического обслуживания устройств РЗА

Б.2.1 Все устройства, включая вторичные цепи, измерительные трансформаторы и элементы приводов коммутационных аппаратов, относящихся к устройствам РЗА, должны периодически подвергаться техническому обслуживанию.

В зависимости от типа устройств РЗА и условий их эксплуатации в части воздействия различных факторов внешней среды цикл технического обслуживания установлен от трех до восьми лет.

Под циклом технического обслуживания понимается период эксплуатации устройства между двумя ближайшими профилактическими восстановлениями, в течение которого выполняются в определенной последовательности установленные виды технического обслуживания.

Б.2.2 Для устройств РЗА подстанций цикл технического обслуживания зависит от категории помещений, в которых они установлены.

К I категории относятся закрытые, сухие отапливаемые помещения с наличием незначительной вибрации и запыленности, в которых отсутствуют ударные воздействия (релейные щиты).

Ко II категории относятся помещения с большим диапазоном колебаний температуры окружающего воздуха, незначительной вибрацией, наличием одиночных ударов, возможностью существенного запыления (панели РУСН 0,4 кВ, релейные отсеки КРУ 6 кВ).

Помещения III категории характеризуются наличием постоянной большой вибрацией (зона вблизи вращающихся машин).

Цикл технического обслуживания устройств РЗА в зависимости от категории помещения, где установлено устройство, принят равным соответственно восьми, шести и трем годам.

Цикл технического обслуживания расцепителей автоматических выключателей принят равным шести годам.

Указанная продолжительность цикла технического обслуживания устройств РЗА решением главного инженера подстанции может быть увеличена или сокращена в зависимости от конкретных условий эксплуатации, длительности эксплуатации с момента ввода в работу, фактического состояния конкретного устройства.

Б.2.3 Допускается с целью совмещения проведения технического обслуживания устройств РЗА с ремонтом основного оборудования перенос запланированного вида технического обслуживания на срок до двух лет.

Б.2.4 Первый профилактический контроль устройств РЗА, дистанционного управления и сигнализации должен проводиться через 10- 15 мес. после включения устройства в эксплуатацию.

Б.2.5 Периодичность технического обслуживания аппаратуры и вторичных цепей устройств дистанционного управления и сигнализации принимается такой же, как для соответствующих устройств РЗА.

Б.2.6 Периодичность технических осмотров аппаратуры и вторичных цепей устанавливается в соответствии с местными условиями, но не реже двух раз в год.

Б.2.7 Тестовый контроль (опробование) устройств на микроэлектронной базе должен проводиться не реже одного раза в 12 мес.

Б.2.8 Опробование устройств АВР вводов питания СН должно проводиться оперативным персоналом не реже одного раза в год.

Необходимость и периодичность проведения опробований других устройств РЗА определяются местными условиями и утверждаются техническим руководителем организации эксплуатирующей подстанцию.

Б.3 Состав работ при техническом обслуживании устройств РЗА

Б.Б.3.1 Новое включение

Б.3.1.1 Подготовительные работы .

Б.3.1.2 Внешний осмотр аппаратуры, монтажных проводов и рядов зажимов.

Б.3.1.3 Проверка соответствия проекту смонтированных устройств.

Б.3.1.4 Внутренний осмотр, чистка и проверка механической части аппаратуры.

Б.3.1.5 Предварительная проверка сопротивления изоляции отдельных узлов устройств РЗА (трансформаторов тока и напряжения, приводов коммутационных аппаратов, контрольных кабелей, панелей защит).

Б.3.1.6 Проверка электрических характеристик устройств, комплектов и аппаратов. Работы по проверке электрических характеристик должны завершаться выставлением и проверкой уставок и режимов, задаваемых службами РЗА.

После окончания проверки производится сборка всех цепей, связывающих проверяемое устройство с другими цепями, подключением жил кабелей к рядам зажимов панелей, шкафов.

Б.3.1.7 Измерение и испытание изоляции устройств в полной схеме.

Б.3.1.8 Проверка взаимодействия элементов устройств: проверка правильности взаимодействия реле защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации. при напряжении оперативного тока, равном 0,8 номинального значения. Проверка взаимодействия реле проводится в соответствии с принципиальной схемой.

Б.3.1.9 Комплексная проверка устройств при номинальном напряжении оперативного тока и при подаче на устройство параметров аварийного режима от постороннего источника и полностью собранных цепях устройства при закрытых кожухах реле, при этом возможность воздействия на другие устройства РЗА и коммутационные аппараты должна быть исключена.

При комплексной проверке необходимо производить измерение полного времени действия каждой из ступеней устройства и проверять правильность действия сигнализации.

Б.3.1.10 Проверка взаимодействия проверяемого устройства с другими включенными в работу устройствами защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации и действия устройства на коммутационную аппаратуру (при номинальном напряжении оперативного тока).

После окончания проверки произвести подключение цепей связи с другими устройствами с последующей проверкой действия от выходного реле проверяемого устройства на коммутационную аппаратуру.

После проверки действия проверяемого устройства на коммутационные аппараты работы в оперативных цепях не должны производиться.

Б.3.1.11 Проверка устройств рабочим током и напряжением является окончательной проверкой схемы переменного тока и напряжения, правильности включения и поведения устройств.

Перед проверкой устройств рабочим током и напряжением следует произвести:

осмотр всех реле и других аппаратов, рядов зажимов и перемычек на них;

установку накладок, переключателей, испытательных блоков и других оперативных элементов в положения, при которых исключается воздействие проверяемого устройства на другие устройства и коммутационные аппараты.

Б.3.1.12 Подготовка устройств релейной защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации к включению, при этом выполняется:

- повторный осмотр реле, режим работы которых изменялся при проверке рабочим током и напряжением;
- проверка положения флажков указательных реле, испытательных блоков и других оперативных устройств, а также перемычек на рядах выводов;
- проверка показаний контрольных устройств;
- запись в журнале релейной защиты о результатах проверки, состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу;
- оформление паспорта- протоколы;
- инструктаж дежурного персонала по вводимым в работу устройствам и особенностям их эксплуатации, сдача этих устройств и инструкции по обслуживанию дежурному персоналу.

Б.3.2 Первый профилактический контроль

Б.3.2.1 Подготовительные работы.

Б.3.2.2 Внешний осмотр.

Б.3.2.3 Предварительная проверка заданных уставок проводиться при закрытых кожухах реле и крышках автоматических выключателей в целях определения работоспособности элементов и отклонения параметров срабатывания от задан-

ных. Если при проверке уставок параметры срабатывания выходят за пределы допустимых отклонений, то проводится анализ причин отклонения и при необходимости разборка, восстановление или замена аппаратуры.

Б.3.2.4 Внутренний осмотр и проверка механической части релейной и коммутационной аппаратуры.

Б.3.2.5 Проверка электрических характеристик элементов.

Б.3.2.6 Измерение и испытание изоляции.

Б.3.2.7 Проверка взаимодействия элементов устройства.

Б.3.2.8 Комплексная проверка устройств.

Б.3.2.9 Проверка взаимодействия проверяемого устройства с другими устройствами защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации и действия устройства на коммутационную аппаратуру проводится в соответствии с принципиальной схемой.

Б.3.2.10 Проверка устройств рабочим током и напряжением.

Б.3.2.11 Подготовка устройств релейной защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации к включению, при этом выполняется:

- повторный осмотр реле, режим работы которых изменялся при проверке рабочим током и напряжением;
- проверка положения флажков указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок, сигнальных ламп, а также перемычек на рядах выводов;
- проверка показаний контрольных устройств;
- запись в журнале релейной защиты о результатах проверки, состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу.

Б.3.3 Профилактическое восстановление

Б.3.3.1 Подготовительные работы.

Б.3.3.2 Внешний осмотр

Б.3.3.3 Предварительная проверка заданных уставок.

Б.3.3.4 Внутренний осмотр.

Б.3.3.5 Проверка электрических характеристик.

Б.3.3.6 Проверка взаимодействия элементов в устройства.

Б.3.3.7 Измерение и испытание изоляции.

Б.3.3.8 Комплексная проверка устройств.

Б.3.3.9 Проверка взаимодействия проверяемого устройства с другими.

Б.3.3.10 Проверка устройств рабочим током и напряжением.

Б.3.3.11 Подготовка устройств к включению.

Б.3.4 Профилактический контроль

Б.3.4.1 Подготовительные работы.

Б.3.4.2 Внешний осмотр.

Б.3.4.3 Внутренний осмотр.

Б.3.4.4 Измерение и испытание изоляции.

Б.3.4.5 Комплексная проверка устройств.

Б.3.4.6 Проверка действия выходных реле на коммутационный аппарат.

Б.3.4.7 Проверка устройств рабочим током и напряжением.

Б.3.4.8 Подготовка устройств к включению.

Б.3.5 Тестовый контроль

Б.3.5.1 Тестовый контроль производится для устройств на микроэлектронной базе в соответствии с инструкцией завода- изготовителя

Б.3.5.2 При проведении наладочных работ, первого профилактического контроля и профилактического восстановления устройств РЗА на микроэлектронной базе тестовый контроль проводится дважды - после проверки блока питания и после проверки устройства рабочим током и напряжением. При проведении профилактического контроля тестовый контроль проводится один раз – после проверки рабочим током и напряжением.

Б.3.6 Опробование

Б.3.6.1 Подготовительные работы включают:

- подготовку исполнительных схем, инструкций, паспортов- протоколов и рабочих тетрадей;
- допуск к работе и принятие мер для исключения воздействия проверяемого устройства на другие устройства (разборка цепей).

Б.3.6.2 Проверка работоспособности элементов устройства:

- опробование элементов действием защиты на коммутационную аппаратуру;
- проверка надежной работы элементов управления приводов от устройств РЗА или от руки.

Б.3.6.3 Подготовка устройств к включению:

- восстановление цепей связи проверяемого устройства с другими устройствами;
- проверка положения флажков указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок, сигнальных ламп и других оперативных элементов;
- запись в журнале релейной защиты о результатах проверки, состоянии проверенного устройства и о возможности включения его в работу.

Б.3.7 Технический осмотр

При техническом осмотре необходимо визуально контролировать:

- отсутствие внешних повреждений устройства и его элементов;
- состояние креплений устройств на панелях, проводов на рядах зажимов и на выводах устройств;
- наличие надписей и позиционных обозначений;
- положение флажков указательных реле, испытательных блоков, накладок, рубильников, кнопок и других оперативных элементов, состояние сигнальных ламп.

Б.4 О передаче подстанциям проектных материалов по расчету уставок устройств РЗА присоединений СН

Для предотвращения возникновения пожаров из- за неотключаемых коротких замыканий и в целях повышения ответственности проектных институтов, подстанций за безаварийную работу энергосистем необходимо:

Проектным институтам:

Передавать вновь строящимся, расширяемым или реконструируемым подстанциям расчеты параметров срабатывания электрических защит и автоматики

для всех присоединений СН 6- 0,4 кВ, присоединений 220 В сети оперативного постоянного тока, а также цепей 100 В трансформаторов напряжения, включая расчеты токов коротких замыканий и чувствительности защит, в пределах принятых в проекте решений и выбранного оборудования (схем электрических соединений, длин и сечений кабелей, автоматических выключателей).

Подстанциям:

При приемке проектных документов от проектного института требовать указанные выше расчеты и проверку их с учетом фактических параметров прокладываемых кабелей и устанавливаемого электрооборудования. Проводить настройку устройств защит и автоматики присоединений СН 6- 0,4 кВ и сети оперативного постоянного тока 220 В на проектные или согласованные с проектным институтом рабочие уставки (по току, напряжению, времени).

Приложение В
(обязательное)
Об эксплуатационных проверках устройств АВР на подстанциях

Для обеспечения надежной работы устройств АВР электроприводов механизмов и вводов питания СН подстанций необходимо:

В.1 Оборудование и механизмы СН принимать в эксплуатацию только после завершения монтажа, наладки и опробования соответствующих устройств АВР.

В.2 Вывод из работы каждого устройства АВР оформлять оперативной заявкой у дежурного инженера подстанции аналогично выводу в ремонт оборудования (электродвигателей, насосов).

В.3 Регулярно по графику проводить опробование всех устройств АВР СН и устройств АВР элементов питания СН в соответствии с действующими правилами эксплуатационных проверок устройств РЗА.

В.4 Электротехническим службам подстанций разрабатывать инструкции и программы опробований устройств АВР, которые должны быть утверждены главным инженером организации эксплуатирующей подстанции.

В.5 При составлении инструкций и программ опробовании устройств АВР руководствоваться следующими положениями:

В.5.1 опробование устройств АВР электроприводов механизмов СН поручать специально обученному эксплуатационному персоналу. При этом должны быть приняты меры для исключения нарушения технологических режимов в случае отказа опробуемого устройства или других неполадок;

В.5.2 в процессе опробования следует проверять включение резервных механизмов от действия каждого пускового органа АВР в отдельности. Например, при опробовании устройств АВР электродвигателей насосов необходимо проверить включение электродвигателя резервного насоса при отключении электродвигателя рабочего насоса и при понижении давлении на выходе рабочего насоса;

В.5.3 каждый из электродвигателей одноименных механизмов, если это для них предусмотрено, следует опробовать в рабочем режиме и при нахождении в резерве;

В.5.4 устройства АВР следует опробовать на вращающихся механизмах при рабочих положениях тележек КРУ СН. При опробовании никаких изменений в целях вторичных соединений не производить;

В.5.5 устройства АВР питания систем СН подстанции также следует опробовать по полной схеме, чтобы обеспечивалась проверка всего комплекса предусмотренных действий.

В.5.6 Каждое опробование устройств АВР регистрировать в специальной графе графика.

В случае отказов устройств АВР во время их опробования или при аварии немедленно принимать меры к устранению выявленных неисправностей.

Библиография

[1] Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетике Российской Федерации: (Утв. Приказом Минтопэнерго России от 19.02.2000 № 49; зарегистрированы Минюстом России 16.03.2000, регистрационный номер 2150).

[2] Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. ПОТ Р М- 016- 2001. (Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 27 декабря 2000 г. N 163)

[3] Положение об организации работы по подготовке и аттестации специалистов организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (приказ Ростехнадзора №37 от 29.01.2007).

УДК _____ ОКС _____ ОКП _____

Ключевые слова: ПОДСТАНЦИЯ, СИСТЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД, ОРГАНИЗАЦИЯ, КОНТРОЛЬ, НОРМА, ПЕРСОНАЛ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ, ТРЕБОВАНИЕ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ.

Руководитель организации-разработчика
Филиал ОАО «Инженерный центр ЕЭС»- «Фирма ОРГРЭС»

Первый заместитель директора-главный инженер	_____	В.С. Невзгодин
должность	личная подпись	инициалы, фамилия
Руководитель разработки Начальник ЦИЭ		В.А. Кузьмичев
_____	_____	_____
должность	личная подпись	инициалы, фамилия
Исполнитель Заместитель начальника ЦИЭ		В.А. Гришин
_____	_____	_____
должность	личная подпись	инициалы, фамилия

gost.e-ecolog.ru