Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СТО 70238424.27.100.004-2008

СИСТЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ТЭС ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2008–10–31

Издание официальное

Москва
2008

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 Филиалом ОАО «Инженерный центр ЕЭС» - Филиал «Фирма ОРГРЭС»

2 ВНЕСЕН Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3 УТВЕРЖДЕН Приказом НП «ИНВЭЛ» от 01.07.2008 № 12/4

4 ВЗАМЕН СТО 1723082.27.100.004-2008 (Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 30.06.2008 № 327)

© НП «ИНВЭЛ» , 2008

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 5

5 Организация эксплуатации. Общие требования 6

5.1 Персонал 6

5.2 Технический контроль и технологический надзор электрооборудования систем питания СН 9

5.3 Организация технического обслуживания и ремонта систем питания СН . 12

5.4 Техническое обслуживание и ремонт систем питания СН 13

5.5 Техническая документация 15

5.6 Общие требования к местным инструкциям (стандартам организации ТЭС) по эксплуатации электрооборудования и вторичных устройств систем питания СН 18

6 Технические требования к системам питания СН 19

7 Приемка в эксплуатацию электрооборудования систем питания СН 21

8 Обслуживание систем питания СН в нормальных режимах 24

9 Обслуживание систем питания СН при неисправностях и аварийных режимах 30

10 Требования, обеспечивающие безопасность эксплуатации и технического обслуживания систем питания СН 33

Приложение А (обязательное) Объем и нормы испытаний электрооборудования систем питания СН ..... **Ошибка! Закладка не определена.**

Приложение Б (обязательное) Техническое обслуживание устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации систем питания СН ТЭС ..... **Ошибка! Закладка не определена.**

Приложение В (рекомендуемое) Распорядительные документы по эксплуатации СН ТЭС ..... **Ошибка! Закладка не определена.**

Приложение Г (обязательное) Объем технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования в системах питания СН ТЭС **Ошибка! Закладка не определена.**

Библиография 74

Введение

Стандарт организации «Системы питания собственных нужд ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» (стандарт) разработан на основании концепции создания новой нормативной базы в электроэнергетике, которая определена Федеральным законом «О техническом регулировании» , принятом ГД ФС РФ.

Стандарт устанавливает нормы и требования по организации эксплуатации и технического обслуживания электрооборудования и вторичных устройств системы питания собственных нужд, определяющие надежную и безопасную работу основного оборудования ТЭС.

При разработке стандарта актуализированы относящиеся к области его применения, действовавшие в электроэнергетике нормативно-технические документы или отдельные разделы этих документов. В стандарт включены апробированные, подтвержденные опытом эксплуатации технические нормы, методики и рекомендации по эксплуатации и техническому обслуживанию оборудования систем питания собственных нужд ТЭС.

Стандарт входит в группу стандартов «Тепловые электростанции» .

Стандарт должен быть пересмотрен в случаях ввода в действие новых технических регламентов и национальных стандартов, содержащих требования, неучтенные в проекте стандарта, а также при необходимости введения новых требований и рекомендаций, обусловленных развитием новой техники.

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

Системы питания собственных нужд ТЭС.
Организация эксплуатации и технического обслуживания.
Нормы и требования

Дата введения 2008-10-31

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт:

- устанавливает:

а) технические требования к системе питания собственных нужд тепловых электростанций (ТЭС) при организации эксплуатации и технического обслуживания, которые следует применять для обеспечения безопасной и надежной работы ТЭС;

б) нормы и требования по организации эксплуатации и технического обслуживания электрооборудования и вторичных устройств системы питания собственных нужд, определяющие надежную и безопасную работу основного оборудования ТЭС;

в) нормы, требования и объем контроля состояния оборудования для оценки его готовности к вводу в эксплуатацию;

г) порядок и правила эксплуатации и технического обслуживания оборудования собственных нужд в нормальных и аварийных режимах работы ТЭС;

- не учитывает все возможные особенности исполнения его требований на разнотипном оборудовании. В развитие стандарта каждая тепловая электростанция может в установленном порядке разработать, утвердить и применять собственный стандарт организации и/или местные производственные инструкции, учитывающие особенности эксплуатации оборудования и не противоречащие и не снижающие уровень требований настоящего стандарта;

- распространяется на комплекс оборудования, входящего в системы питания собственных нужд тепловых электростанций:

а) трансформаторы собственных нужд;

б) реакторы линий питания собственных нужд;

в) распределительные устройства собственных нужд переменного напряжения с вводами питания;

г) силовые кабели линий питания собственных нужд;

д) система распределения оперативного постоянного тока;

е) вторичные системы, обеспечивающие функционирование и защитные функции перечисленного ниже основного оборудования:

1) устройства управления коммутационными аппаратами;
2) устройства релейной защиты;
3) устройства измерения, контроля, информации и сигнализации;
4) автоматика ввода резервного питания;

5) устройства управления переключением ответвлений обмоток трансформаторов РПН под нагрузкой и регулирования напряжения;

- предназначен для применения лицами и организациями, не зависимо от форм собственности, осуществляющими эксплуатацию систем питания собственных нужд теплофикационных, конденсационных и парогазовых ТЭС вне зависимости от схем соединений собственных нужд (СН) и типа технологического и электрического оборудования.

1.2 Объектами регулирования настоящего стандарта являются системы питания собственных нужд теплофикационных, конденсационных и парогазовых электростанций с различными схемами соединений СН и типами технологического и электрического оборудования ТЭС.

1.3 Требования стандарта являются минимально необходимыми для обеспечения безопасности эксплуатируемого оборудования СН ТЭС, если оно используется по прямому назначению в соответствии с эксплуатационными инструкциями, не противоречащими конструкторской (заводской) документации, на протяжении срока, установленного технической документацией, с учетом возможных нештатных (опасных) ситуаций.

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

2 Нормативные ссылки

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

Федеральный закон Российской Федерации от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании»

Федеральный закон Российской Федерации от 17.07.99 № 181-ФЗ «Об основах охраны труда в Российской Федерации»

Федеральный закон Российской Федерации от 21.12.1994 № 69-ФЗ О пожарной безопасности (с изменениями на 30 декабря 2012 года)

Федеральный закон Российской Федерации от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

Постановление Правительства Российской Федерации от 25.04.2012 № 390 «О противопожарном режиме»

Постановление Правительства Российской Федерации от 11.07.2001 № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации»

ГОСТ 2.601–2006 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы

ГОСТ 16110–82 Трансформаторы силовые. Термины и определения

ГОСТ 16504 –81 Система государственной продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения

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 27514–87 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ

ГОСТ 28249–93 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ

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

СТО 70238424.27.010.001–2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 70238424.27.100.012-2008 Тепловые и гидравлические станции. Методики оценки качества ремонта энергетического оборудования

СТО 70238424.27.100.018-2009 Тепловые электростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.010.012-2009 Электроустановки электрических станций и сетей. Охрана труда (правила безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании электротехнического оборудования. Нормы и требования

СТО 70238424.29.220.20.001-2009 Аккумуляторные установки электрических станций. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.012-2008 Тепловые и гидравлические станции. Методики оценки качества ремонта энергетического оборудования

СТО 70238424.29.180.002-2011 Силовые трансформаторы (автотрансформаторы) и реакторы. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.17.220.20.002-2011 Измерительные трансформаторы. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.052-2013 Энергетические масла и маслохозяйства электрических станций и сетей. Условия поставки. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.053-2013 Энергетические масла и маслохозяйства электрических станций и сетей. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.29.130.01.002-2011 Коммутационное оборудование электрических станций и сетей. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.29.240.20.009-2009 Силовые кабельные линии напряжением 0,4-35 кВ. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.29.240.20.011-2011 Силовые кабельные линии напряжением 110-500 кВ. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

Примечание - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования сети Интернет, 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 указателям, 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 использованы термины по ГОСТ 25866, ГОСТ 24291, ГОСТ 16110, ГОСТ 1.1, ГОСТ 18322, ГОСТ 16504, ГОСТ 2.601, ГОСТ 19431, ГОСТ 18624 и СТО 70238424.27.010.001–2008, а также следующие термины с соответствующим определением:

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 **система электростанции (подстанции) вторичная:** Совокупность устройств управления, сигнализации, автоматики, защиты и измерений электростанции (подстанции), связанных между собой вторичными цепями.

3.3 **цепь электростанции (подстанции) вторичная:** Совокупность кабелей и проводов, соединяющих устройства управления, сигнализации, автоматики, защиты и измерений электростанции (подстанции).

3.4 **схема электростанции (подстанции) электрическая главная:** Схема соединений основного оборудования электрической части электростанции (подстанции) с указанием типов и основных электрических параметров оборудования.

3.5 **схема электростанции (подстанции) электрическая принципиальная:** Схема, отображающая состав оборудования и его связи, дающая представление о принципе работы электрической части электростанции (подстанции).

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

3.7 **сведения о процессе эксплуатации:** Данные о длительность и условия работы, проведении технического обслуживания, ремонта и другие.

3.8 **система питания собственных нужд электростанций:** Совокупность электрооборудования, электроустановок, их вторичных систем, обеспечивающая электроснабжение потребителей собственных нужд электростанций.

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

3.10 **трансформатор, переключаемый без возбуждения:** Трансформатор ПБВ: регулируемый трансформатор, допускающий регулирование напряжения путем переключения ответвлений обмоток без возбуждения после отключения всех его обмоток от сети.

3.11 **устройство переключения ответвлений обмоток без возбуждения. (устройство ПБВ):** Устройство, предназначенное для изменения соединений ответвлений обмоток при невозбужденном трансформаторе.

3.12 **предельно допустимое значение параметра**: Наибольшее или наименьшее значение параметра, которое может иметь работоспособное электрооборудование.

3.13 **испытание комплексное:** Испытания в объеме, определяемом специальной программой.

3.14 **погрешность измерения:** Допустимый предел погрешности, определяемый стандартизованной или аттестованной методикой измерений.

4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте приняты следующие условыние обозначения и сокращения:

АКБ – аккумуляторная батарея;

АВР – автоматическое включение резерва;

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

БЩУ – блочный щит управления;

ГрЩУ – групповой щит управления;

ДЭМ – дежурный электромонтер;

МЩУ – местный щит управления;

НСС – начальник смены станции;

НСЭ – начальник смены электроцеха;

НД – нормативно-техническая документация;

ПА – противоаварийная автоматика;

ПНР – пуско-наладочные работы;

ППБ – правила пожарной безопасности;

ПТБ – правила техники безопасности;

РЗА – релейная защита и автоматика;

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

ГРУ – групповое распределительное устройство;

РУ – распределительное устройство;

ОРУ – открытое распределительное устройство;
КРУ – комплектное распределительное устройство;
ТН – трансформатор напряжения;
СН – собственные нужды;
ТЭС – тепловая электрическая станция;
ЦЩУ – центральный щит управления;
ЧДА – частотно-делительная автоматика;
ЭТЛ – электротехническая лаборатория;
ЭЦ – электрический цех

В настоящем стандарте 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 объекте электроэнергетики;

С – при среднем ремонте;

Т – при текущем ремонте электрооборудования;

М – между ремонтами.

Примечание – Категория «К» включает контроль при капитальном ремонте как данного вида электрооборудования, так и оборудования данного присоединения.

5 Организация эксплуатации. Общие требования

5.1 Требования к персоналу

5.1.1 Руководитель ТЭС должен организовать работу с персоналом, в том числе обслуживающим системы питания СН, в соответствии с Федеральным законом «Об основах охраны труда в Российской Федерации» .

Требования по работе с персоналом, осуществляющим эксплуатацию, ремонт, наладку, испытания электрооборудования систем питания СН, должны содержаться в местных инструкциях и организационно-распорядительных документах ТЭС, при разработке которых следует учитывать правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики [1].

Общие требования к организации работы с персоналом на ТЭС, которыми необходимо руководствоваться при подготовке персонала к эксплуатации систем питания СН ТЭС, изложены в СТО 70238424.27.100.018-2009.

Ответственность за работу с персоналом несет руководитель ТЭС или должностное лицо из числа руководящих работников ТЭС (главный инженер, технический директор, заместитель директора и др.), которому руководитель ТЭС передает эту функцию и права.

5.1.2 В работе с персоналом должны учитываться особенности рабочего места, сложность и значение обслуживаемого оборудования систем питания СН и профессиональная подготовка работника.

5.1.3 Обязательные формы работы с персоналом в зависимости от категории работников устанавливают согласно таблице 1

Таблица 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	–	–	–	+	+	+	–
Целевой инструктаж по безопасности труда	–	+	+	+	+	+	+
Внеплановый инструктаж по безопасности труда	–	–	–	+	+	+	–
Инструктаж по пожарной безопасности	–	–	–	+	+	–	–
Проверка знаний правил, норм по охране труда, ПТЭ, ППБ и других государственных норм и правил	–	–	–	+	+	–	–
Проверка знаний правил, норм по охране труда	–	–	–	–	–	+	–
Проверка знаний правил, норм по охране труда, ПТЭ и других государственных норм и правил	–	–	+	–	–	–	–
Проверка знаний уполномоченными органами государственного контроля и надзора правил, норм по охране труда, ППБ и других федеральных норм и правил	+	+	–	–	–	–	–
Пожарно-технический минимум	–	–	+	–	–	+	+
Подготовка по новой должности или профессии с обучением на рабочем месте (стажировка)	–	–	–	+	+	–	–
Дублирование	–	–	–	+	–	–	–
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 электростанции по каждой должности, каждому рабочему месту.

Подготовка оперативных руководителей должна проводиться по индивидуальным программам, утверждаемым техническим руководителем электростанции. 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 электростанции.

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

В процессе стажировки подготавливаемый работник должен:

- усвоить практическое применение на рабочем месте ПТЭ, ППБ, ПТБ и инструкций 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 электростанции состоит из первичной и периодической (очередной и внеочередной).

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

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

При этом:

- проверка знаний у оперативных руководителей, руководителей оперативно-ремонтного персонала, 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, к 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 на электрооборудовании систем питания собственных нужд ТЭС оперативные работники, вновь принятые или имеющие перерыв в работе более 6 месяцев, получают 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 ТЭС должны быть составлены годовой график проведения противоаварийных тренировок, перечень рекомендуемых тем, местные программы проведения тренировок, утвержденные техническим руководителем.

Перечень тем противоаварийных тренировок должен учитывать особенности оборудования и технологических схем конкретной ТЭС. 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 полным сбросом нагрузки ТЭС и 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.

5.1.9 В объем специальной подготовки оперативного персонала, обслуживающего системы питания 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 ТЭС;
- 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 ТЭС.

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

5.1.10 Работники подразделений ТЭС, обслуживающие системы питания СН, должны быть обучены приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока и оказания первой помощи пострадавшим при несчастных случаях на производстве в соответствии с СТО 70238424.27.010.012–2009.

5.2 Технологический надзор и технический контроль электрооборудования систем питания собственных нужд

5.2.1 На каждой ТЭС 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 (цехов, служб, лабораторий и др.), а также назначен персонал (инженеры-инспекторы) по техническому и технологическому надзору и утверждены его должностные функции в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.100.018-2009.

Лица, ответственные за техническое состояние и безопасную эксплуатацию оборудования систем питания СН, назначаются руководителем ТЭС.

Лица, контролирующие техническое состояние и безопасную эксплуатацию оборудования систем питания СН, 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 систем питания СН, 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.

5.2.2 Постоянный контроль технического состояния электрооборудования систем питания СН производится оперативным персоналом электроцеха (за исключением сборок питания, принадлежащих другим подразделениям в соответствии с технологической принадлежностью сборок питания СН).

Объем и порядок контроля устанавливается местными должностными и производственными инструкциями по эксплуатации электрооборудования системы питания СН.

5.2.3 Периодические осмотры электрооборудования систем питания СН производятся руководящими работниками ТЭС, начальником электроцеха и его заместителями, а также лицами, уполномоченными контролировать их безопасную эксплуатацию (инженеры-инспекторы).

Периодичность осмотров устанавливается графиком, утвержденным техническим руководителем ТЭС. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальном журнале.

5.2.4 Электрооборудование систем питания СН подлежит техническому контролю и технологическому надзору представителями органа в сфере контроля и надзора в электроэнергетике в соответствии с Программой комплексного обследования энергоустановок электростанций (см. п. 16 Правил работы с персоналом [1])

При этом контролируют:

- соответствие схемы СН проекту;

- состояние и эксплуатация трансформаторов и распределительных устройств СН, наличие утвержденных ремонтных схем СН;
- выполнение графиков ремонта, ремонтная документация;
- возможность самозапуска механизмов СН;
- работоспособность резервных источников питания ответственных механизмов и устройств, состояние сети постоянного тока;
- работоспособность автоматики выделения агрегатов для работы на СН;
- состояние рабочего и аварийного освещения;
- состояние оперативной и технической документации по СН;
- подготовленность и квалификация персонала по эксплуатации электрооборудования.

5.2.5 Электрооборудование систем питания СН подлежит ведомственному техническому контролю и технологическому надзору, который осуществляется инспекцией эксплуатирующей организации.

Основными задачами органов ведомственного технического контроля и надзора должны быть:

- контроль соблюдения установленных требований по техническому обслуживанию и ремонту;
- организация, контроль и оперативный анализ результатов расследования причин пожаров и нарушений в работе электростанций;
- контроль выполнения правил и инструкций по безопасному и экономичному ведению режима;
- контроль разработки и осуществления мероприятий по профилактике пожаров, аварий и других технологических нарушений в работе электрооборудования и совершенствованию эксплуатации;
- организация разработки и сопровождение документов по вопросам пожарной безопасности и охране труда.

5.2.6 Электрооборудование систем питания СН должно подвергаться техническому освидетельствованию, 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 ТЭС или его заместителем. В комиссию включаются руководители и специалисты электротехнического подразделения ТЭС, 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 предписаний органов государственного контроля и надзора и мероприятий, намеченных по результатам расследования нарушений работы ТЭС и несчастных случаев при ее

обслуживании, а также мероприятий, разработанных при предыдущем техническом освидетельствовании.

Результаты технического освидетельствования должны быть занесены в технический паспорт ТЭС.

5.3 Организация технического обслуживания и ремонта систем питания собственных нужд

5.3.1 На каждой ТЭС в соответствии с действующей организационной структурой должны быть распределены границы и функции по обслуживанию электрооборудования и вторичных устройств систем питания СН между структурными подразделениями, а также определены должностные обязанности персонала.

5.3.2 В зону обслуживания электротехнического подразделения (электроцеха) по системам питания СН должно входить следующее оборудование и вторичные системы:

- трансформаторы (реакторы) собственных нужд со вспомогательными устройствами;
- кабельные линии питания СН;
- распределительные устройства СН напряжений 6 (10) и 0,4 кВ, за исключением присоединений (электродвигателей);
- кабельные вводы питания сборок питания 0,4 кВ вместе с вводами подключения этих кабелей (за исключением сборок питания и отходящих от них присоединений, закрепленных за другими подразделениями по технологической принадлежности);
- сеть линий питания силового и оперативного постоянного тока от ЩПТ;
- аппаратура и цепи устройств управления, блокировки, автоматики, релейной защиты и сигнализации электрооборудования систем питания СН;
- средства электрических измерений, преобразователи тока, напряжения, мощности и других электрических параметров электрооборудования систем питания СН.

5.3.3 Эксплуатация электрооборудования и вторичных устройств систем питания СН включает оперативное и техническое обслуживание при вводе в работу электрооборудования, в процессе его работы, а также при выводе в ремонт и приемке из ремонта.

5.3.4 Оперативный персонал (НСЭ, СДЭМ, ДЭМ) электроцеха осуществляет круглосуточное, оперативное и техническое обслуживание электрооборудования и вторичных устройств системы питания СН.

Для оперативного персонала предусмотрены следующие рабочие места: начальник смены электроцеха, старший дежурный электромонтер, дежурный монтер главного щита управления (для ТЭЦ).

Обязанности оперативного персонала, обслуживающего системы питания СН, должны включать:

- контроль режима работы трансформаторов, реакторов, кабелей по измерительным приборам, системе сигнализации, посредством обхода и осмотра;

- ведение оперативной и технической документации;
- переключения в схемах питания СН и обеспечение надежного электроснабжения потребителей СН в ремонтных режимах основного электрооборудования;
- выявление дефектов в работе оборудования, неисправностей в устройствах РЗА, их цепях и вспомогательных устройствах и принятие мер к устранению неполадок;
- опробование оборудования и автоматических устройств;
- ввод в работу оборудования систем питания СН и вывод из работы;
- организация 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 лаборатории обеспечивает техническое обслуживание, ремонт, наладку вторичных устройств (устройства управления, автоматики, защиты, измерения, информации) и высоковольтные испытания электрооборудования, входящего в системы питания СН.

5.3.6 Ремонтный персонал электроцеха обеспечивает техническое обслуживание и ремонт силового электрооборудования систем питания СН, закрепленного за цехом.

5.3.7 Пусконаладочные и ремонтные работы по системам питания СН могут выполняться сторонними специализированными организациями по договорам.

5.4 Техническое обслуживание и ремонт систем питания собственных нужд

5.4.1 На каждой электростанции должны быть организованы техническое обслуживание, плановые ремонт и модернизация оборудования систем питания СН.

5.4.2 Объем технического обслуживания и планового ремонта должен определяться необходимостью поддержания исправного и работоспособного состояния электрооборудования и вторичных устройств систем питания СН с учетом их фактического технического состояния.

Перед началом ремонта и во время его проведения комиссией, состав которой утверждается техническим руководителем ТЭС, должны быть выявлены все дефекты и составлена ведомость основных параметров технического состояния оборудования.

5.4.3 Перед началом ремонта техническим руководителем ТЭС 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 электрооборудования систем питания СН из ремонта должна осуществляться приемочной комиссией, возглавляемой начальником электроцеха. В состав комиссии должны входить ответственные представители от электростанции 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.

При оценке качества отремонтированного оборудования следует руководствоваться СТО 70238424.27.100.012-2008.

Приемка электрооборудования систем питания СН из ремонта должна производиться по программе, согласованной с исполнителями и утвержденной техническим руководителем ТЭС.

5.4.6 Электрооборудование и вторичные устройства систем питания СН ТЭС должны выводиться в плановый ремонт по графику и, как правило, одновременно с основным генерирующим оборудованием. Вывод в ремонт должен быть оформлен станционной заявкой, подаваемой начальником или заместителем начальника электроцеха.

Заявки должны быть утверждены техническим руководителем ТЭС. Заявки делятся на плановые, соответствующие утвержденному плану ремонта и отключений, неплановые, неотложные и аварийные для проведения непланового и неотложного ремонта. Неотложные и аварийные заявки разрешается подавать в любое время суток начальнику смены ТЭС.

Небольшие по объему ремонтные работы (выполнение ремонта в течение смены) и, не влияющие на режим работы основного оборудования, должны выполняться без оформления заявок, но с разрешения начальника смены станции и записью в журнале вывода оборудования в ремонт. При этом необходимо обеспечить в соответствии с утвержденными ремонтными схемами бесперебойное электроснабжение СН работающего основного оборудования ТЭС.

5.4.7 Испытания электрооборудования, поузловые и комплексные проверки систем питания СН необходимо проводить по рабочим программам, утвержденным техническим руководителем ТЭС.

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

Сроки ремонта устанавливаются техническим руководителем ТЭС.

5.4.9 Профилактические испытания трансформаторов должны проводиться в соответствии с требованиями приложения А (см. А.1 – А.3), и инструкциями изготовителя.

5.4.10 Испытания электрооборудования РУ СН ТЭС должны проводиться в соответствии с требованиями приложения А (см. А.1, А.2, А.4, А.5, А.6, А.7, А.8, А.9, А.10, А.11, А.12, А.13).

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

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

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

5.4.12 При эксплуатации силовых кабельных линий должны производиться техническое обслуживание и ремонт, направленные на обеспечение их надежной работы.

Кабельные линии должны периодически подвергаться профилактическим испытаниям повышенным напряжением постоянного тока в соответствии с требованиями (А.1, А.2, А.15), изложенными в приложении А. Необходимость специального контроля состояния кабельных линий 6-10 кВ, выполненных с применением однофазных экранированных кабелей из сшитого полиэтилена, определяется техническим руководителем ТЭС.

Необходимость внеочередных испытаний на кабельных линиях определяется техническим руководителем ТЭС.

5.4.13 Устройства РЗА и вторичные цепи должны быть проверены и опробованы в объеме и в сроки в соответствии с приложением Б и действующими стандартами, правилами и 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.

5.4.15 Результаты проверок и испытаний при техническом обслуживании и ремонтах электрооборудования систем питания СН и их вторичных систем, результаты приемо-сдаточных испытаний после ремонтов, должны быть внесены в техническую эксплуатационную документацию.

5.5 Требования к технической документации

5.5.1 На каждой ТЭС в состав технической документации по системе питания 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, оперативные журналы.

Комплект технических документов должен храниться в техническом архиве ТЭС.

5.5.2 Для каждого структурного подразделения ТЭС должен быть установлен перечень необходимых инструкций, положений, исполнительных и оперативных схем, утвержденный техническим руководителем ТЭС.

Исполнительные схемы первичных электрических соединений систем питания СН ТЭС должны проверяться на их соответствие фактическим эксплуатационным не реже одного раза в три года с отметкой на них о проверке. В эти же сроки должны пересматриваться инструкции 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 основного генерирующего оборудования, рабочих и резервных трансформаторов, рабочих и резервных линий питания, секций распределительных устройств СН). Оперативные схемы для нормальных и ремонтных режимов должны разрабатываться с учетом обеспечения надежного электроснабжения и резервирования потребителей СН.

При разработке схем следует учитывать рекомендации (п. В.1), приведенные в приложении В.

Нормальные и ремонтные схемы должны ежегодно утверждаться техническим руководителем ТЭС.

5.5.3 На рабочих местах персонала ТЭС, обслуживающего системы питания СН, 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 и т.д.);
- 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.

В электрическом цехе 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 руководителей соответствующих структурных

подразделений (заместителей начальника электроцеха по эксплуатации и ремонту, начальника ЭТЛ). Разработанные или пересмотренные технические документы должны подписываться начальником электроцеха, согласовываться с производственно-техническим отделом и утверждаться техническим руководителем ТЭС.

5.5.4 На рабочем месте начальника смены электроцеха в состав технической документации должны входить следующие документы:

- суточная оперативная исполнительная схема электрических соединений электростанции и питания собственных нужд (может быть представлена в электронном виде, на бумаге, в макетной форме);
- комплект схем электрических соединений;
- оперативный журнал;
- журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики;
- карты параметров настройки срабатывания 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 электрическом цехе производственных и должностных инструкций, в состав которых должны входить инструкции по эксплуатации электрооборудования и вторичных устройств систем питания СН, оперативным переключениям и по предупреждению и ликвидации аварий на ТЭС;
- 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.

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

- суточная оперативная исполнительная схема электрических соединений электростанции и питания собственных нужд(может представлена в электронном виде, 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 в электрическом цехе производственных и должностных инструкций, в состав которых должны входить инструкции по

эксплуатации электрооборудования и вторичных устройств, оперативным переключениям и по предупреждению и ликвидации аварий на ТЭС.

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

- исполнительные рабочие схемы первичных и вторичных электрических соединений систем 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 параметров настройки срабатывания и характеристик;
- протоколы поузловых и комплексных проверок и испытаний;
- комплект инструкций, методических указаний, правил, необходимый для выполнения технического обслуживания систем питания СН ТЭС;
- графики ремонтов, проверок, опробования, осмотров.

5.5.6 Все изменения в системах питания собственных нужд, выполненные в процессе эксплуатации, должны быть внесены в соответствующие технические документы (инструкции, 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.

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

5.6 Общие требования к местным производственным инструкциям по эксплуатации электрооборудования и вторичных устройств систем питания собственных нужд

5.6.1 На каждой ТЭС должны быть разработаны местные инструкции (стандарты организации) по эксплуатации электрооборудования и вторичных устройств систем питания СН, а также инструкций по предупреждению и ликвидации аварий и переключениям в электроустановках, учитывающих особенности нормальных и ремонтных схем электрических соединений систем питания СН, а также конструкцию, состав оборудования, особенности систем управления и защит.

5.6.2 Местные производственные инструкции разрабатывают на основе требований настоящего стандарта, инструкций заводов-изготовителей оборудования, СТО 70238424.27.010.012-2009, Федеральных законов Российской Федерации от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности» и от 22.07.2008

№ 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», а также Постановления Правительства Российской Федерации от 25.04.2012 N 390 «О противопожарном режиме», с учетом особенностей эксплуатации электрооборудования систем питания СН конкретной ТЭС.

5.6.3 Местные инструкции должны включать перечень конкретных действий персонала по выявлению и устранению возникших неисправностей электрооборудования, нарушений режимов работы систем питания СН, а также по ликвидации аварий, сопровождающихся полным сбросом нагрузки электростанцией и полной или частичной потерей СН.

5.6.4 В местных инструкциях должны быть приведены граничные условия допускаемых режимов работы электрооборудования, входящего в системы питания СН (рабочие и резервные трансформаторы, рабочие и резервные линии питания и др.).

5.6.5 Местные инструкции по эксплуатации электрооборудования систем питания СН и их вторичных устройств должны быть утверждены техническим руководителем ТЭС.

6 Технические требования к системам питания СН

6.1 Требования к оперативным схемам

6.1.1 Оперативные схемы собственных нужд переменного тока и схемы оперативного постоянного тока должны обеспечивать надежность ТЭС в нормальных, ремонтных и аварийных режимах путем:

- секционирования сборных шин;
- применения автоматического ввода резервного питания любой секции шин СН всех напряжений;
- распределения источников питания СН по системам и секциям шин с учетом действия устройств АВР и сохранения в работе механизмов СН при исчезновении напряжения на секции. Источники рабочего и резервного питания должны быть присоединены к разным секциям шин распределительного устройства;
- распределения дублирующихся механизмов СН по разным секциям шин из условия минимального нарушения работы электростанции в случае выхода из строя любой секции;
- оснащения ТЭС силовым оборудованием и автоматикой для обеспечения отделения секций и питания приемников (электродвигателей) СН электростанции от энергосистемы при понижении частоты (напряжения) до значений, угрожающих бесперебойной работе котлоагрегатов и турбоагрегатов с переводом питания СН на специально выделяемые в таких режимах источники внутри электростанции;
- обеспечения надежного питания при несинхронной работе шин (частей) электростанции (секционирование шин высокого напряжения, выделение энергоблоков на отдельную линию, выполнение схем деления энергосистемы);
- обеспечение полного или частичного отделения питания механизмов СН электростанции от энергосистемы при понижении частоты и напряжения до

значений, угрожающей их бесперебойной работе, с наименьшей потерей рабочей мощности.

6.1.2 Число источников рабочего питания СН, присоединенных к одной секции сборных шин ГРУ ТЭЦ, не должно быть более двух. При этом источник рабочего питания и резервирующий его источник должны быть присоединены к разным секциям ГРУ.

6.1.3 Резервные трансформаторы СН должны находиться «в горячем резерве» , 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.

6.1.4 На действующих ТЭС должен быть набор необходимых ремонтных схем, учитывающих одновременный вывод в ремонт теплотехнического и электротехнического оборудования и обеспечивающих надежное питание и резервирование электроснабжения потребителей СН в ремонтных режимах. При разработке ремонтных схем следует учитывать рекомендации, приведенные (п. В.1) в приложении В.

6.1.5 Присоединение потребителей (поселков и пр.) к шинам распределительных устройств собственных нужд не допускается.

6.1.6 При перерывах электроснабжения потребителей собственных нужд схемы и настройка средств РЗА системы питания СН ТЭС должны обеспечивать групповой самозапуск электродвигателей для сохранения устойчивости технологического режима основного оборудования при повторной подаче напряжения от рабочего или резервного источника.

Комплекс работ по обеспечению восстановления технологического режима при кратковременных перерывах питания приведен (п. В.2) в приложении В.

6.2 Работа автоматических регуляторов РПН трансформаторов СН проверяют комплексно, по условиям работы энергосистемы, работы систем регулирования возбуждения генераторов для обеспечения требуемого уровня напряжения на шинах СН.

Комплексная проверка должна выполняться по специальным программам, утвержденным техническим руководителем ТЭС.

6.3 На случай полной и длительной (не более 30 мин) потери напряжения переменного тока на электростанции должно быть обеспечено надежное питание ответственных потребителей, от которых зависит сохранение блоков, турбоагрегатов в работоспособном состоянии, от аккумуляторной батареи.

Аккумуляторные батареи при исчезновении переменного напряжения должна обеспечивать питание электродвигателей (аварийных маслонасосов систем смазки, регулирования, уплотнений), аварийного освещения, преобразовательных агрегатов и питание постоянно подключенных потребителей (системы управления, защит, измерения, сигнализации).

6.4 Для потребителей, не допускающих перерыва питания, должны применяться агрегаты бесперебойного питания.

6.5 В цепях электродвигателей 0,4 кВ и линий питания сборок в качестве защитных аппаратов должны применяться автоматические выключатели, согласованные по селективности. 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.

6.6 На электростанциях для всех присоединений СН 0,4 и 6 (10) кВ, присоединений 220 В сети оперативного постоянного тока, а также цепей 100 В трансформаторов напряжения, должны быть произведены расчеты рабочих параметров настройки срабатывания защитных устройств, включая расчеты токов коротких замыканий и чувствительности защит.

Для вновь строящихся, расширяемых, реконструируемых ТЭС расчеты рабочих параметров настройки срабатывания устройств РЗА должны быть выполнены проектной организацией и переданы ТЭС.

При наличии расчетов рабочих параметров настройки срабатывания защит и автоматики выполненных проектной организацией, на электростанциях должна быть выполнена их проверка с учетом фактических параметров установленного оборудования и проложенных кабелей.

Порядок передачи материалов по расчету параметров настройки срабатывания устройств РЗА на присоединениях СН приведен (п. В.2.3) в приложении В.

Расчеты токов коротких замыканий в цепях 0,4, 6-10 кВ и в сети оперативного постоянного тока должны выполняться в соответствии с требованиями ГОСТ 28249, ГОСТ 27514 и ГОСТ 29176.

7 Приемка в эксплуатацию электрооборудования систем питания СН

7.1 Общие требования по организации приемки и ввода в эксплуатацию оборудования и сооружений ТЭС изложены в СТО 70238424.27.100.018-2009.

7.2 Перед приемкой в эксплуатацию систем питания 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 ТЭС, 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.

7.3 Ввод в эксплуатацию систем питания СН, как правило, должен осуществляться в составе комплекса работ при пуске очереди, реконструкции ТЭС.

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

7.4 Работы по вводу в эксплуатацию систем питания СН (или отдельных их 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;
- подача напряжения на шины СН;
- проверка работы оборудования и устройств, входящих в систему СН в режимах нагрузки.

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

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

- трансформаторов СН, РПН, ПБВ – А.3;
- трансформаторы тока – А.4;
- трансформаторы напряжения – А.5;
- 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;
- реакторов – А.13;
- аппараты и вторичные цепи – А.14.
- силовые кабельные линии – А.15;

7.4.2 Индивидуальные, комплексные проверки и испытания устройств РЗА, дистанционного управления и сигнализации электрооборудования систем питания СН должны быть выполнены в соответствии с приложением Б.

7.4.3 Комплексные проверки 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 систем питания СН и взаимосвязи между отдельными устройствами;

- проверку систем управления коммутационными аппаратами, включающую контроль их взаимодействия с устройствами РЗА;

- проверку систем контроля силового оборудования и секций РУ СН;

- проверку систем управления, РЗА, информации во взаимосвязи с системами оперативного управления и контроля (АСУ ТП блочного и общестанционного уровня; местные, блочные и центральные щиты управления с традиционными средствами управления и контроля).

7.4.4 До постановки под напряжения систем питания СН ТЭС должны быть выполнены условия для надежной и безопасной работы электрооборудования, укомплектован и обучен соответствующий эксплуатационный (оперативный и ремонтный) персонал, рабочие места эксплуатационного персонала укомплектованы схемами, инструкциями и другими техническими документами.

Готовность систем питания СН ТЭС 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 административно-технический персонал электроцеха (заместитель начальника электроцеха по эксплуатации и начальник ЭТЛ).

Разрешение на подачу напряжения на шины систем питания СН оформляется за подписью заместителя технического руководителя ТЭС по эксплуатации.

7.4.5 Постановка под напряжение питающих элементов и секций СН должна производиться оперативным персоналом ТЭС по специальным программам, утвержденным техническим руководителем ТЭС. Оперативные переключения должны выполняться в соответствии с требованиями производственных и должностных инструкций.

7.4.6 При постановке под напряжение секций распределительных устройств СН 0,4, 6(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 РУ СН;

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

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

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

- установка выдвижных элементов шкафов рабочих (резервных) вводов питания секций РУ СН, трансформаторов напряжения рабочих (резервных) вводов питания, шинных трансформаторов напряжения в рабочее положение (для РУ СН 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 РУ СН;

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

- выполнение фазировки напряжений секций РУ СН при питании от рабочего и резервного источников.

7.4.7 Проверка работы систем питания СН под нагрузкой должна включать: осмотр и контроль параметров электрооборудования, отсутствие сигналов неисправности, выполнение необходимых измерений в цепях защиты.

Готовность систем питания СН к комплексному опробованию основного оборудования контролируется рабочей комиссией под руководством заместителя технического руководителя ТЭС по эксплуатации, и оформляется актом приемки, который утверждается техническим руководителем ТЭС.

7.4.8 Комплексное опробование системы питания СН должно проводиться в составе комплексного опробования энергоустановки ТЭС с проектной нагрузкой в течение 72 часов.

8 Обслуживание систем питания СН в нормальных режимах

8.1 На каждой ТЭС должно быть организовано круглосуточное оперативно-диспетчерское управление. Оперативное управление электрооборудованием систем питания СН ТЭС должно включать ведение требуемого режима работы и производство переключений, ввод в работу и вывод из работы, подготовка к выводу оборудования в ремонт и приемка из ремонта.

8.2 При эксплуатации систем питания собственных нужд ТЭС должна обеспечиваться их надежная работа. Оперативный персонал в соответствии со

своими должностными обязанностями должен контролировать уровень напряжения на шинах собственных нужд, нагрузку питающих элементов (трансформаторов, линий питания), напряжение на шинах щитов постоянного тока, технологические параметры, отсутствие сигналов неисправностей, периодически контролировать состояние оборудование и устройств по месту их установки, вести оперативную техническую документацию.

Контролируемые параметры, периодически, должны записываться в суточной оперативной ведомости; отклонения параметров за допустимые пределы, срабатывание устройств РЗА, результаты осмотров должны фиксироваться в оперативном журнале, выявленные дефекты и неисправности оборудования и вторичных устройств - в журнале дефектов.

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

Неисправности должны быть устранены в кратчайший срок.

Объем контролируемых параметров и сигнализации электрооборудования СН должен соответствовать приложению Г (см. таблицу Г.1):

- трансформатор СН (см. Г.1, приложения Г);
- РПН – (см. Г.2, приложения Г);
- каждая секция шин 6 кВ СН – (см. Г.3.1, приложения Г);
- каждая секция шин 0,4 кВ СН – (см. Г.3.2, приложения Г).

Объем контролируемых параметров и сигнализации аккумуляторных установок должен соответствовать таблице (Г.2) приложения Г.

8.3 На шинах собственных нужд электростанции 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 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.

Все сборки и кольцевые магистрали постоянного тока должны быть обеспечены резервным питанием.

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

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

8.5.1 Устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) трансформаторов должны быть в работе в автоматическом режиме. По решению

технического руководителя ТЭС 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, находящегося под напряжением, вручную (рукояткой).

8.5.2 Эксплуатация устройств РПН должна быть организована в соответствии с положениями инструкций изготовителей.

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

Трансформаторы СН, подключенные отпайкой к блоку генератор-трансформатор, могут включаться под напряжение вместе с генератором подъемом напряжения с нуля.

8.5.4 Осмотры трансформаторов СН и реакторов без отключения должны производиться 1 раз в сутки (или в сроки, устанавливаемые техническим руководителем ТЭС в зависимости от их места установки и технического состояния).

При осмотрах необходимо контролировать:

- шумовые характеристики;
- температурный режим трансформатора (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 в оперативной документации (п. 5.5.4) и поставлен в известность вышестоящий оперативный и административно-технический персонал.

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

8.6.1 Все переключения в системе питания СН ТЭС должны выполняться в соответствии с требованиями, установленными местными производственными и должностными инструкциями.

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 правил технической эксплуатации, правил безопасности и производственных инструкций. Допуск к оперативной работе разрешается после дублирования на рабочем месте.

На каждой ТЭС 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.

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

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

8.6.3 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.

8.6.4 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 ТЭС или цеха.

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

8.6.6 Осмотр оборудования распределительных устройств СН без отключения от сети должен выполняться не реже одного раза в сутки.

О всех выявленных неисправностях должны быть произведены записи в оперативной документации (п. 5.5.4) и поставлен в известность вышестоящий оперативный и административно-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 комплектных распределительных устройств (КРУ) должен производиться с помощью специальных приборов на высоте 10 - 15 см от уровня пола.

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

8.7 Эксплуатация системы оперативного постоянного тока должна выполняться в соответствии с требованиями СТО 70238424.29.220.20.001-2009.

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 настройки срабатывания устройства контроля изоляции.

8.8 Силовое электрооборудование системы собственных нужд ТЭС должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами автоматического включения резервного питания.

Устройства релейной защиты и электроавтоматики по принципам действия, параметров настройки срабатывания, настройке и выходным воздействиям должны соответствовать схемам и режимам работы системе питания СН ТЭС и постоянно находиться в работе.

8.8.1 В эксплуатации должны контролироваться условия нормальной работы аппаратуры РЗА, приведенные в технической документации изготовителей РЗА, 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 службами РЗА в соответствии с должностными и производственными инструкциями. Выявленные дефекты должны быть устранены.

8.8.3 Силовое электрооборудование и линии питания СН должны находиться под напряжением только с включенной релейной защитой от всех видов повреждений. При выводе 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. Допускается, при обоснованной необходимости, оставить присоединение в работе, но при этом должна быть осуществлена временная быстродействующая защита или введено ускорение резервной защиты.

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 ЭТЛ, за которым закреплено вновь вводимые устройства РЗА электрооборудования системы питания СН.

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 Все работы по техническому обслуживанию и испытаниям устройств РЗА действующего оборудования систем питания СН, находящегося в оперативном управлении начальника смены электроцеха, должны оформляться местными оперативными заявками, подготовленными начальником ЭТЛ.

Порядок оформления и подачи местной заявки должен определяться техническим руководителем ТЭС.

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; опробование устройств автоматического включения резерва и т.п. должен осуществлять оперативный персонал.

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 местными инструкциями.

8.8.7 Персонал служб РЗА ТЭС должен периодически осматривать все панели и пульты управления, панели РЗА, сигнализации, обращая особое внимание на правильность положения переключающих устройств (рубильников, ключей управления, накладок и пр.) и крышек испытательных блоков и соответствие их положения схемам и режимам работы электрооборудования системы питания СН.

Периодичность осмотров должна быть установлена руководством ТЭС. Независимо от периодических осмотров персоналом службы РЗА оперативный персонал должен отвечать за правильное положение тех элементов РЗА, с которыми ему разрешено выполнять операции.

8.8.8 Для выполнения оперативным персоналом переключений на панелях и в шкафах устройств РЗА систем питания СН с помощью ключей, накладок, испытательных блоков и других приспособлений должны применяться таблицы положения указанных переключающих устройств для используемых режимов или другие наглядные методы контроля, а также программы для сложных переключений.

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

8.8.9 Устройства АВР систем питания СН всегда должны быть введены в работу.

Вывод из работы каждого устройства АВР должен быть оформлен оперативной заявкой у начальника смены станции аналогично выводу в ремонт оборудования (электродвигателей, насосов и т.п.).

Регулярно по графику должны проводиться опробования всех устройств АВР СН и устройств АВР элементов питания 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 (п. В.2.4) в приложении В.

8.8.10 При эксплуатации силовых кабельных линий, входящих в состав систем питания СН ТЭС, 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.

Туннели, шахты, кабельные этажи и каналы на ТЭС должны осматриваться оперативным персоналом не реже 1 раза в месяц.

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 ТЭС.

8.8.13 Технический надзор и эксплуатация устройств пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, установленных в кабельных сооружениях, должны производиться с учетом требований раздела 10 стандарта.

9 Обслуживание систем питания СН при неисправностях и аварийных режимах

9.1 При неисправности электрооборудования и вторичных систем, которые не приводят к отключению электрооборудования систем питания СН, 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 систем питания СН должно быть отключено оперативным персоналом ТЭС 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 трансформаторов оперативный персонал должен руководствоваться допустимыми значениями токов и длительностью перегрузки, установленными в инструкциях изготовителей.

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

Таблица 2

Тип трансформатора	Перегрузка по току, %	Длительность перегрузки, мин
Масляный	30	120
	45	80
	60	45
	75	20
	100	10
Сухой	20	60
	30	45
	40	32
	50	18
	60	5

9.4 При срабатывании газового реле на сигнал оперативный персонал должен проконтролировать готовность резервного питания. Произвести наружный осмотр трансформатора, обращая внимание на наличие явных признаков повреждения: потрескивание, щелчки и другие признаки повреждения внутри бака, выброс масла.

При наличии явных признаков повреждения трансформатор должен быть немедленно отключен. При отсутствии явных признаков повреждения трансформатора следует руководствоваться указаниями местной инструкции (стандарта) по эксплуатации трансформаторов.

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

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

9.6 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 При срабатывании устройства сигнализации в случае понижения уровня изоляции относительно земли в цепи оперативного тока должны быть немедленно

приняты меры к устранению неисправностей. При этом производство работ без снятия напряжения в этой сети, за исключением поисков места повреждения изоляции, не допускается.

Для ТЭС, на которых применяются микроэлектронные или микропроцессорные устройства РЗА, использовать метод поочередного отключения присоединений на щите постоянного тока для определения мест понижения сопротивления изоляции не рекомендуется.

9.8 При потере СН и отказе АВР оперативный персонал должен вручную включить питание секций от резервного источника питания (при отсутствии сигнала о запрете АВР).

9.9 При возникновении аварий на ТЭС или в энергосистеме, приводящих к полным сбросам нагрузки ТЭС с потерей питания СН, оперативный персонал должен принять меры по обеспечению безопасного останова турбоагрегатов, энергоблоков, котлов. В системах СН должны быть выполнены следующие операции:

- отключить (квитировать ключи на отключение) выключатели энергоблоков (генератор);
- отключить (квитировать ключи на отключение) выключатели 6 кВ рабочих вводов питания секций и собрать схему питания СН 6 кВ от резервных источников;
- отключить (квитировать ключи на отключение) все механизмы СН 6 кВ и 0,4 кВ как в главном корпусе, так и во вспомогательных установках (водоподготовительная установка, топливоподача, береговые насосные станции, очистные сооружения);
- проверить включение в работу по блокировкам аварийных маслонасосов системы смазки турбины и уплотнений вала генератора;
- при наличии на ТЭС резервного дизель-генератора, проверить его включение.

Принять меры в течение 30 мин по восстановлению питания СН 6 и 0,4 кВ, от которых зависит сохранение оборудования блоков в работоспособном состоянии. Питание должно осуществляться от независимых источников (пуск газотурбинных установок, подача напряжения от энергосистемы, или от ближайших тепловых и гидростанций).

Напряжение на оборудование СН в первую очередь должно подаваться на:

- маслонасосы смазки турбины и уплотнений вала генератора;
- подзарядные агрегаты аккумуляторных батарей;
- валоповоротные устройства турбин;
- щиты управления и сборки 0,4 кВ, питающие освещение главного корпуса, мазутонасосных, помещений топливоподачи, водоподготовительной установки, электролизной, а в темное время суток дополнительно ОРУ, территорий мазутохозяйства, топливоподачи и пристанционного узла;
- пожарные насосы с электродвигателями переменного тока;
- мазутонасосы;
- все механизмы энергоблока (агрегата) подлежащие пуску первыми.

9.10 При системных авариях со значительным снижением частоты в системе оперативный персонал должен контролировать работу автоматики (ЧДА), электрооборудования систем питания СН, при этом порядок действий персонала по сохранению питания СН должен соответствовать требованиям, установленным местными инструкциями (стандартами) по ликвидации аварий на ТЭС.

10 Требования, обеспечивающие безопасность эксплуатации и технического обслуживания систем питания СН

10.1 Эксплуатация и техническое обслуживание электрооборудования системы питания СН должны выполняться в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.010.012-2009.

Руководитель ТЭС в зависимости от местных условий должен предусматривать дополнительные меры безопасности, не противоречащие требованиям стандарта. Эти меры безопасности должны быть внесены в соответствующие инструкции (стандарты) по охране труда, доведены до персонала в виде распоряжений, указаний, инструктажа. Персонал должен быть обучен правилам оказания первой помощи при несчастных случаях на производстве в соответствии с СТО 70238424.27.010.012-2009.

Электроустановки систем питания СН ТЭС должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающим безопасные условия труда, и должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи.

10.2 На каждой ТЭС должны быть разработаны инструкции о мерах пожарной безопасности для каждого взрывопожарного и пожароопасного участка, все работники ТЭС должны допускаться к работе после прохождения противопожарного инструктажа в соответствии с требованиями Федеральных законов Российской Федерации от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности» и от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», а также Постановления Правительства Российской Федерации от 25.04.2012 N 390 «О противопожарном режиме».

10.3 Местные инструкции (стандарты) по эксплуатации и техническому обслуживанию электроустановок должны содержать требования по охране труда и безопасной эксплуатации системы питания СН.

В местных инструкциях о мерах пожарной безопасности должны быть отражены мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при эксплуатации оборудования, производстве пожароопасных работ, а также обязанности и действия работников при пожаре согласно требованиям Федеральных законов Российской Федерации от 21.12.1994 № 69-ФЗ «О пожарной безопасности» и от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности», а также Постановления Правительства Российской Федерации от 25.04.2012 N 390 «О противопожарном режиме».

10.4 На ТЭС должен осуществляться контроль соблюдения требований инструкций по охране труда, пожарной безопасности, контроль за проведением

инструктажей. Ответственность за состояние охраны труда в организации несет руководитель ТЭС.

Приложение А
(обязательное)
Испытания электрооборудования систем питания СН

А.1 Общие положения

А.1.1 При вводе электрооборудования в работу и в процессе его эксплуатации наряду с настоящим приложением следует руководствоваться действующими документами в области стандартизации, а также инструкциями заводов-изготовителей электрооборудования.

А.1.2 Периодичность межремонтного контроля электрооборудования, если она не указана в эксплуатационных документах, устанавливает технический руководитель ТЭС с учетом условий и опыта эксплуатации, технического состояния и срока службы электрооборудования.

А.1.3 В настоящем приложении приведен перечень испытаний и предельно допустимые значения контролируемых параметров. Техническое состояние электрооборудования определяют 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 объекте электроэнергетики ремонта оценивают 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 принимают значения, полученные по окончании ремонта (реконструкции).

А.1.5 Контроль электрооборудования производства иностранных фирм при наличии полученного в установленном порядке сертификата о соответствии функциональных показателей этого оборудования условиям эксплуатации и

действующим отраслевым стандартам производится в соответствии с указаниями фирмы-поставщика.

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

А.1.7 Техническим руководителям ТЭС 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 ТЭС 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 ТЭС 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, 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 электростанции в зависимости от производственной важности и надежности оборудования.

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 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 трансформаторов и реакторов 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 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, автотрансформаторы[1]

А.3.1 Включение при вводе в эксплуатацию, эксплуатацию и техническое обслуживание силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и реакторов организуют в соответствии СТО 70238424.29.180.002-2011.

А.3.2 Испытание встроенных трансформаторов тока

Испытания производятся в соответствии с СТО 70238424.17.220.20.002-2011.

А.4 Измерительные трансформаторы

Эксплуатацию и техническое обслуживание измерительных трансформаторов организуют в соответствии с СТО 70238424.17.220.20.002-2011.

А.5 Требования к качеству масел

А.5.1 Требования к качеству свежих электроизоляционных и трансформаторных масел приведены в СТО 70238424.27.100.052-2013.

[1] Далее – трансформаторы.

А.5.2 Требования к качеству эксплуатационных электроизоляционных и трансформаторных масел приведены в СТО 70238424.27.100.053-2013.

А.6 Коммутационное оборудование

Эксплуатацию, техническое обслуживание и испытания коммутационного оборудования электрических станций и сетей организуют в соответствии с нормами и требованиями СТО 70238424.29.130.01.002-2011.

А.7 Силовые кабельные линии(1

А.7.1 Эксплуатацию и техническое обслуживание силовых кабельных линий, в зависимости от классов напряжений, организуют в соответствии с СТО 70238424.29.240.20.009-2009 и СТО 70238424.29.240.20.011-2011 соответственно.

Примечание – (1 Измерение температуры кабелей, контроль состояния антикоррозионного покрытия трубопроводов кабелей высокого давления, испытание подпитывающих агрегатов и устройств автоматического подогрева концевых муфт производятся в соответствии с заводскими инструкциями.

А.7.2 П, К, М. Измерение сопротивления изоляции

Измерение производят мегомметром 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 свыше 1 кВ сопротивление изоляции не нормируется.

А.8 Тепловизионный контроль электрооборудования

А.8.1 Общие сведения

А.8.1.1 При тепловизионном контроле электрооборудования следует применять тепловизоры с разрешающей способностью не хуже 0,1°С предпочтительно со спектральным диапазоном от 8 до 12 μм.

А.8.1.2 Оценку теплового состояния электрооборудования и токоведущих частей, в зависимости от условий их работы и конструкции, целесообразно осуществлять 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:

а) фазы;

б) между фазами, с заведомо исправными участками;

в) в соответствии с указаниями отдельных пунктов раздела настоящего приложения.

А.8.1.3 Предельные значения температуры нагрева и ее превышения определяют исходя из требований эксплуатационных документов.

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

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

$$\frac{\Delta T_{\text{ном.}}}{\Delta T_{\text{раб.}}} = \left(\frac{I_{\text{ном.}}}{I_{\text{раб.}}}\right)^2, \quad \text{(А.1)}$$

где $\Delta T_{\text{ном}}$ - 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.

А.8.1.4Для 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 $0{,}5 \cdot I_{\text{ном.}}$

Для пересчета используется соотношение:

$$\frac{\Delta T_{\text{ном.}}}{\Delta T_{\text{раб.}}} = \frac{0.5 \cdot I_{\text{ном.}}}{I_{\text{раб.}}}, \quad \text{(А.2)}$$

где ΔТ0,5 – избыточная температура при токе нагрузки $0{,}5 \cdot I_{\text{ном.}}$

А.8.1.5При оценке состояния контактов и болтовых КС по избыточной температуре и токе нагрузки $0{,}5 \cdot I_{\text{ном.}}$ различают следующие области по степени неисправности.

Избыточная температура от 5 до 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 от 10 до 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.

Т а б л и ц а А.1 – Допустимые температуры нагрева

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 8865-93:		
Y	90	50
A	100	60
E	120	80
B	130	90
F	155	115
H	180	140

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С
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 молибденосодержащие в изоляционном масле: на основе меди/на основе серебра	85/90	45/50
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
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

Контролируемые узлы	Наибольшее допустимое значение	
	Температура нагрева, °С	Превышение температуры, °С
- с нажатием пружинами и не самоочищающиеся в процессе переключения	-	20/10
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 язкой/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.8.1.6Оценку состояния сварных и выполненных обжатием КС рекомендуется производить по избыточной температуре или коэффициенту дефектности.

А.8.1.7При 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;

- от 1,2 до 1,5 – развившийся дефект. Принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе электрооборудования из работы;

- более 1,5 - аварийный дефект. Требует немедленного устранения.

А.8.1.8Принимается 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 и т.п.).

А.8.2 Силовые трансформаторы, автотрансформаторы, масляные реакторы (в дальнейшем трансформаторы)

Термографическое обследование трансформаторов напряжением 110 кВ и выше производится при решении вопроса о необходимости их капитального ремонта. Снимаются 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 и т.п. При обработке термограмм сравниваются между собой нагревы крайних фаз, нагревы однотипных трансформаторов, динамика изменения нагревов во времени и в зависимости от нагрузки, определяются локальные нагревы, места их расположения, сопоставляются места нагрева с расположением элементов магнитопровода, обмоток, а также определяется эффективность работы систем охлаждения.

А.8.3 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.8.4 Выключатели

При контроле контактов и контактных соединений измеряются температуры нагрева контактов и контактных соединений (таблица А.2), соединений камер и модулей между собой и ошиновкой.

А.8.5 Разъединители и отделители

А.8.5.1Контактные соединения

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

А.8.5.2Контакты

Предельные значения температуры нагрева контактов не должны превышать данных, приведенных в п. 2 таблицы А.1.

А.8.5.3Выводы 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 п. 4 таблицы А.1.

Таблица А.2 – Объем тепловизионного контроля контактов и контактных соединений выключателей

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	По 4 и 5*	Болтовое КС соответствующего узла
	Вывод - гибкая связь		
	Гибкая связь - свеча		
	Шина - нижний контакт бака		
	Дугогасительная камера	(**)	Поверхность корпуса выключателя в зоне размещения дугогасительной камеры
Маломасляные выключатели110 кВ и выше серий ВМТ, МГ-110 и им подобные	Шина - токоведущий вывод	4 и 5*	Болтовое КС узла
	Токопровод неподвижного контакта к фланцу		Верхний фланец выключателя

	выключателя Роликовый токосъем Дугогасительная камера	 (**) (**)	 Поверхность фарфоровой покрышки в зоне размещения токосъема и дугогасительной камеры
Баковые масляные выключатели	Шина - токоведущий вывод Дугогасительная камера	пп. 4 и 5 (**)	Болтовое КС узла Поверхность бака выключателя в зоне размещения дугогасительной камеры
Элегазовые выключатели	Рабочие и дугогасительные контакты	(**)	То же
Вакуумные выключатели	То же	(**)	«

Примечания:

* Указанные пункты относятся к таблице А.1.

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

А.8.6 Закрытые и комплектные распределительные устройства и экранированные токопроводы

А.8.6.1Контакты 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.8.6.2Выявление 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.8.7 Сборные и соединительные шины

А.8.7.1Контактные соединения

Предельные значения температуры нагрева болтовых контактных соединений не должны превышать данных, приведенных в п. 5 таблицы А.1.

Оценка состояния нагрева сварных контактных соединений, выполненных методом обжатия, производится согласно А.8.1.5 и А.8.1.6.

А.8.7.2Изоляторы шинных мостов

Тепловизионный контроль изоляторов рекомендуется производить при повышенной влажности воздуха.

По высоте фарфора изолятора не должно быть локальных нагревов.

А.8.8 Токоограничивающие сухие реакторы

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

А.8.9 Вентильные разрядники и ограничители перенапряжений

А.8.9.1Элементы 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.8.9.2Элементы 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.8.10 Предохранители

А.8.10.1 Контактные соединения

Предельные значения температуры нагрева КС предохранителей не должны превышать данных, приведенных в п. 6 таблицы А.1.

А.8.10.2 Определение состояния плавкой вставки

Не должно наблюдаться локальных нагревов в средней части изоляционной трубки предохранителя.

А.8.11 Аппараты, вторичные цепи и электропроводка на напряжение до 1000 В

А.8.11.1 Контакты и контактные соединения

Тепловизионный контроль осуществляется в силовых цепях, шкафах и сборках 0,4 кВ с подсоединенными коммутационными аппаратами, трансформаторами тока, кабелями и т.п.

Предельные значения температуры нагрева контактов коммутационных аппаратов не должны превышать данных, указанных в п. 2 таблицы А.1, а контактных соединений – в 4 и 5 таблицы А. 1.

А.8.11.2 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 11 таблицы А.1.

Приложение Б
(обязательное)
Техническое обслуживание устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации систем питания собственных нужд электростанций ТЭС

Б.1 Виды технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики

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, проводят:

- 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 параметров настройки срабатывания и характеристик реле заданным, 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 параметров настройки срабатывания 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 ЭТЛ, утвержденным техническим руководителем ТЭС.

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 релейной защиты и автоматики

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 электрооборудования, входящего в системы питания СН, 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 (ГЩУ, БЩУ, релейные щиты).

Ко II категории относятся помещения с большим диапазоном колебаний температуры окружающего воздуха, незначительной вибрацией, наличием

одиночных ударов, возможностью существенного запыления (панели РУ СН 0,4 кВ, релейные отсеки КРУ 6 кВ).

Помещения III категории характеризуются наличием постоянной большой вибрацией (камера АГП, 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 ТЭС 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 ТЭС.

Б.3 Состав работ при техническом обслуживании устройств релейной защиты и автоматики

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 и т.д.).

Б.3.1.6 Проверка электрических характеристик устройств, комплектов и аппаратов. Работы по проверке электрических характеристик должны завершаться

выставлением и проверкой параметров настройки срабатывания 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 параметров настройки срабатывания проводиться при закрытых кожухах реле и крышках автоматических выключателей в целях определения работоспособности элементов и отклонения параметров срабатывания от заданных. Если при проверке параметров настройки срабатывания они выходят за пределы допустимых отклонений, то проводят анализ причин отклонений и при необходимости разборку, восстановление или замену 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 параметров настройки срабатывания.

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.

Приложение В
(рекомендуемое)
Распорядительные материалы по эксплуатации собственных нужд ТЭС

В.1 О разработке схем электрических соединений для ремонтных режимов энергооборудования.

Анализ технологических отказов и аварий со сбросом нагрузки электростанциями до нуля вследствие потери питания СН показал, что во многих случаях при ремонте энергооборудования оперативные схемы электрических соединений электростанций не обеспечивали локализацию технологического отказа или аварии с минимальными потерями, как для электростанции, так и для потребителей электроэнергии и тепла.

На ТЭС с поперечными связями по пару и блоками генератор-трансформатор без выключателей на генераторном напряжении при выводе в ремонт нескольких турбин и котлов нарушался принцип питания рабочих секций от своих блоков, что при отсутствии генераторных выключателей приводило к вынужденному включению и загрузке резервных трансформаторов СН на длительный период. При нарушении работы резервного трансформатора СН происходило обесточение питавшихся от него рабочих секций и технологический отказ или авария получали дальнейшее развитие из-за потери напряжения СН вплоть до полного останова электростанции.

Эксплуатационный персонал при отсутствии генераторных выключателей весьма ограничен в выборе ремонтных схем, поскольку существенно изменить проектную схему оперативными переключениями уже невозможно.

В целях снижения аварийности электростанций предлагается:

Проектным институтам:

- при выборе схем электрических соединений вновь строящихся, расширяемых или реконструируемых электростанций разрабатывать и передавать электростанциям комплект ремонтных схем, обеспечивающих локализацию технологического нарушения с минимальными потерями мощности и бесперебойное электроснабжение СН электростанций для режимов при выводе в ремонт или резерв основного генерирующего оборудования (энергоблоков, турбин, котлов), рабочих и резервных трансформаторов СН, систем или секций сборных шин распределительных устройств (РУ), трансформаторов связи РУ разных напряжений или магистральных линий связи с энергосистемой;

- для действующих электростанций по заявкам заказчика и по отдельному договору выполнять проект реконструкции схем электрических соединений ТЭС, в том числе схем питания СН, обеспечивающих надежные ремонтные режимы ТЭС для условий, оговариваемых в заявке заказчика.

Главным инженерам электростанций:

- пересмотреть, а при необходимости доработать и утвердить набор необходимых ремонтных схем электростанции, учитывающих, одновременный

вывод в ремонт теплотехнического и электротехнического оборудования и обеспечивающих падежное питание и резервирование СН в ремонтных режимах.

- при невозможности осуществления надежных схем электрических соединений электростанции следует обращаться в проектные институты для разработки проекта реконструкция электрической схемы, исключающей возможность развития технологического нарушения до полного сброса нагрузки электростанцией из-за потери питания СН как в нормальных, так и ремонтных режимах.

В.2 О работе тепловых электростанций при перерывах питания и самозапуске электроприводов собственных нужд

В.2.1 В целях повышения надежности работы электростанций и обеспечения восстановления технологического режима энергетического оборудования при кратковременных перерывах питания и самозапуске электроприводов СН предлагается:

- выбрать для анализа условий самозапуска реально возможные в эксплуатации схемы и режимы работы оборудования и определить перерывы электроснабжения в этих режимах.

- уточнять реальный состав участвующих в самозапуске электроприводов и нагрузку рабочих и резервных источников питания СН в каждом из режимов.

- выполнить расчеты самозапуска и провести предварительную оценку успешности самозапуска электроприводов по результатам расчетов.

- проанализировать действия устройств защиты и автоматического и тепломеханического оборудования и по результатам предварительных испытаний отдельных технологических систем (системы смазки турбины и ПЭН, системы регулирования турбины, системы масляных уплотнений вала генератора и т.д.) проверить правильность выбора параметров настройки срабатывания технических устройств, которые могут отключить оборудование при перерывах электроснабжении СН.

- на основании анализа и расчетов разработать и внедрить мероприятия, обеспечивающие быстрое восстановление технологического режима после перерыва электроснабжения СН (с участием представителей всех основных технологических цехов электростанций).

- экспериментально проверить достаточность разработанных мероприятий по восстановлению технологического режима после кратковременных перерывов электроснабжения СН путем испытаний при остановленном основном оборудовании и при работе этого оборудования с нагрузкой.

- согласовать с соответствующими службами энергосистем режимы и схемы, при которых быстрое восстановление рабочего режима агрегатов электростанции после кратковременных перерывов электроснабжения СН этих агрегатов не обеспечивается.

- комплекс работ, направленных на восстановление режимов основного оборудования после кратковременных перерывов электроснабжения СН, проводить в соответствии с рекомендациями, изложенными в п. В.2.2.

- экспериментальную проверку надежности работы тепловых электростанций при перерывах питания СН на серийных образцах энергооборудования выполнить всем электростанциям и энергосистемам в целях контроля правильности действия и согласования электрических и технологических защит и блокировок.

- проектным организациям при проектировании тепловых электростанций выполнять расчеты самозапуска для реально возможных аварийных режимов в цепях подтверждения возможности успешного восстановления технологического режима основного оборудования при кратковременных перерывах электроснабжения СН.

В.2.2 Рекомендации по обеспечению восстановления режимов работы основного оборудования после кратковременных перерывов электроснабжения СН ТЭС

В.2.2.1 Выбор схем и режимов работы оборудования и определение длительности перерывов электроснабжения собственных нужд.

Анализ действия устройств автоматики, регулирования и защиты проводится как для нормальных режимов работы оборудования (нормальных схем), так и для режимов, возникающих при выводе в ремонт отдельных видов оборудования (ремонтных схем). В процессе анализа обосновываются режимы, при которых самозапуск электроприводов СН должен обеспечиваться с полным восстановлением мощности и технологических параметров основного оборудования, а также режимы, при которых перерывы в электроснабжении СН и самозапуск электроприводов могут привести к уменьшению мощности или производительности основного оборудования на время самозапуска. При этом во всех режимах даже в случае неуспешного самозапуска перерывы электроснабжения СН не должны приводить к повреждению основного и вспомогательного оборудования.

При анализе возможных перерывов электроснабжения СН в сочетаниях с различными режимами работы основного тепломеханического и электротехнического оборудования должны учитываться следующие факторы:

- повреждения в главной схеме электростанции и в прилегающей сети, вызывающие снижение напряжении на шинах СН ниже (0,7÷0,8)Uном, возможные варианты автоматической ликвидации этих повреждений действием устройств РЗА и ПА и длительность возникающих аварийных режимов;

- повреждения в схеме электроснабжения СН, возможные варианты их автоматической ликвидации и длительность возникающих аварийных режимов;

- повреждения и нарушения в работе основного тепломеханического оборудования, при которых действия устройств автоматики, регулировании и защиты могут привести к перерыву в электроснабжении СН;

- нарушения нормальных режимов работы основного электротехнического оборудования, вызывающие снижение напряжения на шинах СН ниже (0,7÷0,8)Uном или значительное (ниже 48-47 Гц) снижение частоты на электростанции (потеря возбуждения генераторов, асинхронный режим линии электропередачи, значительный дефицит мощности и т.п.), время автоматической ликвидации нарушения режима действием устройств РЗА и ПА и необходимость специальных мероприятий по обеспечению электроснабжения СН в данных

режимах в зависимости от времени их ликвидации и глубины возможного снижения напряжения и частоты.

На основании проведенного анализа:

- проверяется соответствие главной схемы и схем СН требованиям надежности восстановления технологического процесса при кратковременных перерывах питания в нормальных и ремонтных режимах работы оборудования;
- формулируются требования к устройствам автоматики и регулирования, позволяющие наиболее простыми способами обеспечить сохранение и восстановление технологического режима;
- проверяются достаточность предусмотренного объема автоматизации и правильность выбранных параметров настройки срабатывания устройств защиты и электроавтоматики;
- проверяется возможность успешного самозапуска электроприводов СН без переключения питания на резервные источники при автоматически ликвидируемых повреждениях в главной схеме электростанции, в прилегающей сети и на смежных элементах системы питания СН;
- контролируется обеспечение резервными источниками нормального самозапуска электроприводов того состава, который соответствует данному режиму.

Предварительная оценка успешности самозапуска наиболее просто может быть проведена расчетным путем (см. п. В.2.4).

Длительность возможных перерывов электроснабжения СН определяется анализом действия устройств РЗА и ПА при повреждениях электротехнического оборудования и действия технологической автоматики при повреждениях (или нарушениях режима) тепломеханического оборудования.

Время перерыва электроснабжения СН в результате отключения рабочих и включения устройствами ЛВР резервных источников питании СН, как правило, не должно превышать:

- 0,3-0,5 с при отключении рабочего источника питания быстродействующими защитами или при ошибочном отключении его персоналом;
- 1,0 с при отключении рабочего трансформатора СН максимальной токовой защитой, установленной на стороне высшего напряжения (для трансформаторов, имеющих на стороне низшего напряжения две обмотки и более);
- 2,5 с при отключении выключателя рабочего источника питания защитой минимального напряжения (обычно на электростанциях с поперечными связями по пару).

В практике эксплуатации возможны условия, изменяющие указанное время перерывов электроснабжения СН

В.2.2.2 Состав электроприводов, участвующих в самозапуске, и нагрузки источников питания СН

Состав включенных в работу электроприводов механизмов СН, их участие в самозапуске и зависимость от режима работы основного оборудования (пуск, останов, работа с номинальной нагрузкой) должны определяться тепломеханическими цехами и службами электростанции и утверждаться главным инженером электростанции.

При определении состава электроприводов, участвующих в самозапуске, необходимо учитывать не только механизмы, которые до перерыва электроснабжения находились в работе, но и резервные механизмы, которые при отклонении технологических параметров могут быть включены устройствами АВР автоматически.

При времени перерыва электроснабжения больше 0,5 с необходимо учитывать уменьшение числа электроприводов за счет отключения неответственных механизмов I ступенью защиты минимального напряжения.

При малом времени перерыва электроснабжения I ступень защиты минимального напряжения может не успеть сработать и в самозапуске будут участвовать электроприводы неответственных механизмов.

По степени ответственности и обеспечения технологического режима и участию в самозапуске электроприводы СН следует разделить на три группы:

- электроприводы механизмов, отключение которых не приводит к изменению нагрузки котлов, турбин, генераторов – неответственные электродвигатели, которые должны отключатся действием I ступени защиты минимального напряжения (например, электродвигатели шаровых мельниц, перекачивающих насосов, багорных и шламовых насосов гидрозолоудаления, топливоподачи и др.).
- электроприводы механизмов, отключение которых приводит к нарушению технологического режима и снижению нагрузки котлов, турбин, генераторов, но не вызывает повреждения основного оборудования, – ответственные электродвигатели, которые должны или могут отключаться действием II ступени защиты минимального напряжения (например, электродвигатели дутьевых вентиляторов, бустерных, конденсатных насосов и пр.).
- электроприводы механизмов, отключение которых может привести к повреждению котла, турбины, генератора, – особо ответственные электродвигатели, которые не должны отключаться действием защиты минимального напряжения.

Многоскоростные электроприводы при действии защиты минимального напряжения могут автоматически переводиться на первую скорость.

Нагрузка источников электроснабжения СН в режимах самозапуска должна учитываться по утвержденному главным инженером электростанции составу электроприводов механизмов СН, участвующих в самозапуске.

В схемах неявного резервирования (например, включение секционного выключателя действием устройства АВР) и в схемах замены резервного источника наименее загруженным рабочим источником предварительная, неотключаемая нагрузка источника электроснабжения может быть уточнена на основании опыта эксплуатации или задана при анализе возможных режимов.

В проектах электростанций при расчете и анализе режимов самозапуска электроприводов СН должны использоваться конкретные данные и реальные режимы проектируемого оборудования. Расчет режимов самозапуска, а также разработка мероприятий по обеспечению успешного самозапуска должны выполняться на стадии технического проекта.

В.2.2.3 Расчеты режимов самозапуска и предварительная оценка успешности самозапуска по данным расчетов

Расчетные режимы самозапуска должны определяться на основании анализа реальных возможных режимов работы оборудования и действия устройств автоматики, регулирования и защиты.

Цель расчетов режимов самозапуска – проверка допустимости режимов работы электротехнического оборудования, проверка возможности восстановления режимов работы электроприводов и правильности настройки параметров настройки срабатывания устройств релейной защиты и электроавтоматики, выявление наиболее тяжелых режимов и разработка необходимых мероприятий по восстановлению нормальной работы электроприводов СН и электротехнического оборудования.

Минимально допустимое расчетное значение начального напряжения на шинах секций СН 6 кВ при указанном в п. В.2.2.1 времени перерыва питания следует принимать:

- для электростанций среднего давления

$$U_{нач} = 0{,}55\ U_{ном.дв};$$

- для электростанций высокого давления с поперечными связями и для блочных электростанций с агрегатами мощностью 150 МВт и выше

$$U_{нач} = 0{,}6\ U_{ном.дв.}$$

Минимально допустимое значение начального напряжения на шинах СН 0,4 кВ при самозапуске электроприводом может быть принято равным 0,55 их номинальных напряжений.

В остальном требовании к условиям обеспечения самозапуска электроприводов 0,4 кВ такие же, как и дли электроприводов 6 кВ.

Расчеты режимов самозапуска необходимо производить с использованием каталожных и справочных данных оборудования, для действующих электростанций – с использованием также уточненных данных (для самых неблагоприятных режимов работы оборудования, т.е. когда начальные: напряжения на шинах СН оказываются минимальными). При этом следует принимать во внимание режимы работы сети, присоединенной к электростанции, необходимость поддержания повышенного напряжения на разгруженных резервных источниках электроснабжения СН (обычно в пределах 1,05÷1,10 номинального напряжения электроприводов) и изменение вследствие этого сопротивления источника питания.

В тех случаях, когда повышение напряжения на шинах резервного питания связано с увеличением сопротивления трансформатора, его ответвление выбирается по условиям обеспечения максимального начального напряжении в наиболее тяжелом режиме.

При неудовлетворительных результатах расчета необходимо разработать мероприятия по обеспечению успешного самозапуска (уменьшение времени перерыве электроснабжения, снижение суммарного сопротивления источников электроснабжения и т.д.) и выполнить экспериментальную проверку с участием работников специализированных организаций.

При значениях начального напряжении на секциях СН не менее минимально допустимых самозапуск, как правило, проходит успешно. Предельно допустимая продолжительность процесса самозапуска в зависимости от типа электростанции и

установленного на ней оборудования может меняться в широких пределах (от нескольких секунд до десятков секунд) и может определяться не только условиями обеспечения устойчивости технологического режима, но и условиями предельного нагрева электродвигателей основных механизмов СН.

В.2.2.4 Действия устройств РЗА и выбор параметров настройки срабатывания

Устройства защиты питающих элементов СН от повреждений не предназначены для ликвидации режимов неуспешного самозапуска электроприводов СН. Такие режимы не должны допускаться или должны ликвидироваться специальными устройствами автоматики и блокировки.

Параметры настройки срабатывания устройств РЗА элементов схемы электроснабжения СН должны отстраиваться от режимов самозапуска электроприводов с учетом максимального значения суммарного тока и сопротивления полностью заторможенных электродвигателей, участвующих в самозапуске, минимальных значений начального напряжения на секциях СН в режиме самозапуска и реальных значений пусковых токов электродвигателей.

Необходимо отметить, что уменьшение времени перерыва питания в ряде случаев позволяет обеспечить самозапуск электроприводов при начальных напряжениях, меньших минимально допустимых, а увеличение времени перерыва питания может привести к неуспешному самозапуску и при указанных выше минимально допустимых начальных напряжениях. Уменьшение времени перерыва питания позволяет в ряде случаев обеспечивать успешный самозапуск большего числа электроприводов с большей суммарной мощностью.

Во всех случаях, в том числе при высоких значениях начальных напряжений в момент восстановления электроснабжения, необходимо принимать меры к сокращению времени возможного перерыва в электроснабжении.

В целях уменьшения времени перерыва питания рекомендуется:

- уменьшить до минимально возможного значения параметра настройки срабатывания по времени максимальных токовых защит, используя, как правило, ступени селективности равные 0,3-0,5 с;
- не предусматривать излишних ступеней выдержки времни защит;
- осуществлять пуск устройств АВР непосредственно от блок-контакта выключателя (автомата) рабочего ввода питания секции с приемной стороны, При этом предусматривать немедленное автоматическое отключение упомянутого выключателя при внезапном отключении выключателя рабочего ввода с питающей стороны;
- предусматривать действие неполной дифференциальной защиты шин генераторного напряжения на отключение трансформатора (линии) СН, питающегося от защищаемых его шин;
- отключать выключатели стороны низшего напряжения рабочих трансформаторов СН (подключаемых глухой отпайкой к генератору) блока генератор-трансформатор при отключении выключателя блока, сопровождающемся срабатыванием стопорного клапана турбины;
- предусматривать автоматическое отключение синхронных электродвигателей шаровых мельниц одновременно с отключением выключателя

рабочего источника питания СН соответствующей секции. На синхронных электродвигателях ответственных механизмов выполнять мероприятия по ресинхронизации при нарушении питания схемы СН;

- принимать выдержку времени на запуск устройств АВР источников питания СН при снижении напряжении (параметр настройки срабатывания по напряжению $0{,}25 \cdot U_{ном}$) такую же, как и у максимальной токовой защиты, если к рабочему источнику (к одной обмотке трансформатора) подключается одна секция, и увеличенную на одну ступень при подключении двух и более секций.

Кроме того, запуск устройства АВР 0,4 кВ действием защиты минимального напряжения осуществляется с выдержкой времени на ступень выше выдержки времени пускового элемента АВР 6 кВ от защит минимального напряжении плюс время действия устройств АВР 6 кВ.

При необеспечении требуемой чувствительности токовых защит вводов питания секций СН следует предусматривать установку дистанционной защиты, отстраиваемой от сопротивления полностью заторможенных электродвигателей, рассчитанного для реального значения суммарного пусковою тока электродвигателей секции.

Для трансформаторов СН 6/0,4 кВ и дли отдельных присоединений с протяженными кабельными линиями, где отказы выключателей не резервируются токовыми или дистанционной защитами вводов питания секций СН, необходимо ориентироваться на установку УРОВ 6 кВ, действующего на отключение выключателей вводов питании секций СН с выдержкой времени 0,25-0,3 с.

В случаях действии таких защит вводов питания на секции СН, как токовые, дистанционные, дуговые или УРОВ присоединений СН, следует автоматически блокировать действие устройств АВР питания распределительных устройств 6 и 0,4 кВ в целях уменьшения объема возможных повреждений при КЗ на шинах или неотключении КЗ на отходящих присоединениях СН.

В электрических схемах блоков 150 и 200 МВт с барабанными котлами при наличии трех питательных насосов необходимо предусматривать блокировку по напряжению пуска устройств АВР питательных насосов при падении давления воды во избежание включения резервного агрегата на секциях, когда в процессе самозапуска электроприводов напряжение понижено. При восстановлении напряжения на секции СН выше 0,9Uном указанная блокировка должна автоматически сниматься с сохранением действия устройств АВР.

Для электростанций с поперечными связями блокировка по напряжению не исключается, если расчеты и экспериментальная проверка подтвердят необходимость ее применения.

Неответственные и ответственные электроприводы механизмов СН в режимах самозапуска или длительного снижения (исчезновения) напряжения на шинах СН необходимо отключать действием групповой защиты минимального напряжения с параметрами настройки срабатывания:

- I ступень защиты при напряжении (0,65÷0,7) номинального значения двигателей отключает неответственные электропривода механизмов СН с выдержкой времени 0,5 с;

- II ступень защиты при напряжении 0,5 номинального значения двигателей отключает часть ответственных электроприводов механизмов СН, участвующих в самозапуске, с выдержкой времени 3 ÷ 9 с;

В отдельных случаях допускается уменьшение параметра настройки срабатывания по напряжению II ступени групповой защиты минимального напряжения ниже 0,5Uном в целях обеспечения отстройки этой ступени от минимального значения напряжения на шинах секции при успешном самозапуске.

Классификация механизмов СН по соответствующим группам и перечень электроприводов неответственных и ответственных механизмов, подлежащих отключению групповой защитой минимального напряжения, должны утверждаться главным инженером электростанции.

Отклонения некоторых технологических параметров от нормируемых значений в процессе самозапуска представляют большую опасность. Между тем правильный выбор параметров настройки срабатывания и согласование действий технологических и электрических защит позволяют предотвратить отключение оборудования и сохранить неизменной нагрузку турбоагрегатов после успешного самозапуска электроприводов.

Наиболее опасны отклонения от нормируемых значений таких технологических параметров, как:

- уменьшение расхода воды в корпусе котла;
- снижение уровня воды в барабане котла;
- понижение давления во всасывающем и напорном патрубках питательных насосов;
- уменьшение расхода циркуляционной воды в конденсаторах турбины;
- падение давления жидкости в системе смазки турбоагрегата, турбовоздуходувки, турбопитательного насоса и в системе регулирования турбоагрегата;
- снижение производительности питателей пыли;
- снижение разрежения в топке котла;
- повышение давления в обратной магистрали сетевой воды теплофикационного блока.

В.2.2.5 Разработка мероприятий по обеспечению успешного самозапуска электроприводов и восстановления технологического режима основного оборудования

Необходимо обеспечить надежное и быстрое восстановление технологического режима работы оборудования в наиболее вероятных и частых случаях, вызывающих перерывы в электроснабжении СН. Например, при КЗ в прилегающей к электростанции сети, и главной схеме электростанции, когда КЗ отключаются основными защитами присоединений, при отключениях генераторов и блоков генератор-трансформатор со сбросами нагрузки.

При питании СН от отпаечных трансформаторов блоков генератор-трансформатор необходимо сохранять питание нагрузки СН без переключения на резервные источники при сбросах нагрузки нескольких блоков с отключением выключатся на повышенном напряжении. Те случаи, когда сохранение питания СН

технически невозможно или нецелесообразно из-за больших затрат, должны быть оформлены решением технического руководителя электростанции, согласованным с АО-энерго.

Опыт эксплуатации значительного числа электростанций показывает, что устройства автоматики, предусматриваемые в настоящее время типовыми проектными решениями, позволяют в большинстве случаев обеспечить условия самозапуска электроприводов СН, поэтому дополнительные устройства должны разрабатываться и внедряться после тщательной проверки их необходимости и по согласованию с АО-энерго.

Особое внимание необходимо обращать на режимы работы электроприводов СН низкого напряжения (0,4 кВ) при перерывах в электроснабжении шин СН 6 кВ.

В настоящее время рекомендуется устройства АВР СН 0,4 кВ настраивать таким образом, чтобы при успешном резервировании шин 6 кВ переключение питания шин 0,4 кВ не происходило. Данная рекомендация учитывает в основном низкую надежность коммутационной аппаратуры 0,4 кВ. При этом время перерыва питания сети 0,4 кВ увеличивается (по сравнению с сетью СН 6 кВ), поэтому необходима тщательная проверка обеспечения надежного питания систем технологического контроля, особо ответственных электроприводов 0,4 кВ (насосы системы смазки, регулирования и охлаждения, валоповоротное устройство и др.) и системы оперативного переменного тока.

В.2.2.6 Экспериментальная проверка успешности самозапуска электроприводов после перерыва электроснабжения собственных нужд

Правильность выбора схем и режимов работы оборудования, действия устройств автоматики и регулирования, успешность самозапуска электроприводов, восстановления технологического режима основного оборудования после перерыва электроснабжения СН могут быть подтверждены только испытаниями оборудования в реальных режимах или режимах, максимально приближенных к реальным.

Экспериментальная проверка режимов самозапуска проводится искусственным созданием перерывов электроснабжения СН на заданное время, близкое к реальному времени аварийного перерыва.

Режим работы оборудования и схемы электроснабжения СН в процессе эксперимента должны соответствовать тем, которые были выбраны на стадии анализа и расчетов как режимы, при которых необходимо обеспечение успешного самозапуска. Испытаниям подвергается оборудование в наиболее тяжелых в отношении самозапуска режимах с максимально возможными перерывами электроснабжения.

В процессе испытаний должны измеряться основные электротехнические и тепломеханические параметры, влияющие на работу оборудования и действие устройств защиты и автоматики.

При успешном восстановлении технологического режима допускаются отступления от требований В.2.2.1 и В.2.2.3 в отношении длительности перерывов электроснабжения и минимально допустимого значения начальных напряжений.

Объем работ и программы экспериментальной проверки успешности восстановления технологического режима после перерыва электроснабжения,

проводимые в энергосистеме на различных электростанциях, должны координироваться и согласовываться соответствующими службами и и утверждаться техническим руководителем электростанции (энергосистемы).

На аналогичном оборудовании одной или нескольких электростанций при одинаковом объеме автоматизации с одинаковой настройкой систем автоматики, регулирования и защиты полный комплекс испытаний проводится 1 или 2 раза. По результатам этих испытаний могут приниматься решения для всех электростанций с такими же видами оборудования. Возможность использования результатов испытаний для разных электростанций решается АО-энерго.

Результаты всех испытаний и решения об успешности восстановления технологических параметров в том или ином режиме, а также необходимость и достаточность внедренных мероприятий по обеспечению самозапуска электроприводов СН должны согласовываться с соответствующими службами АО-энерго.

Согласованные с энергообъединением режимы, при которых быстрое восстановление мощности и технологического режима основного оборудования после кратковременных перерывов электроснабжения СН не обеспечивается, экспериментально не проверяются.

В.3 О передаче электростанциям и предприятиям электрических сетей проектных материалов по расчету параметров настройки срабатывания устройств РЗА присоединений СН

Как показал анализ технологических отказов и аварий, на некоторых электростанциях и подстанциях не обеспечивалась чувствительность защит к коротким замыканиям и конце протяженных кабельных линий СН 6-0,4 кВ и необходимое быстродействие при отключении повреждений. Это приводило к возникновению пожаров, тяжелым повреждениям электрооборудования и полному обесточению электростанции или подстанции. Проектные институты не передают строящимся электростанциям и предприятиям электрических сетей расчеты рабочих параметров настройки срабатывания устройств РЗА присоединений ОН электростанций, подстанций и переключательных пунктов всех классов напряжений.

Для предотвращения возникновения пожаров из-за неотключаемых коротких замыканий и в целях повышения ответственности проектных институтов, электростанций и предприятий электрических сетей за безаварийную работу энергосистем п р е д л а г а е т с я:

Проектным институтам:

Передавать вновь строящимся, расширяемым или реконструируемым электростанциям и предприятиям электрических сетей расчеты рабочих параметров настройки 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 и др.).

Электростанциям и предприятиям электросетей:

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 параметры настройки срабатывания (по току, напряжению, времени и др.).

В.4 Об эксплуатационных проверках устройств АВР на тепловых электростанциях

Анализ аварий на тепловых электростанциях выявляет значительное количество случаев отказов в действии, вывода из работы или отсутствия устройств АВР на вводах питании и электроприводах механизмов СН.

При анализе аварий выяснилось, что устройства АВР не всегда вводится в эксплуатацию одновременно с присоединениями, а те, что вводятся, не проверяется регулярно в процессе эксплуатации, опробуются не в реальных, а в искусственных условиях с изменением схемы АВР, без срабатывания его пусковых органон, с действием на лампы вместо включения соответствующих механизмов. На многих электростанциях не производится периодическое опробование устройств АВР СН.

Для обеспечения надежной работы устройств АВР электроприводов механизмов и вводов питания СН предлагается:

а) Оборудование и механизмы СН принимать в эксплуатацию только после завершения монтажа, наладки и опробования соответствующих устройств АВР.

б) Вывод из работы каждого устройства АВР оформлять оперативной заявкой у дежурного инженера электростанции аналогично выводу в ремонт оборудования (электродвигателей, насосов и т.п.).

в) Регулярно по графику проводить опробование всех устройств АВР СН и устройств АВР элементов питания СН в соответствии с действующими правилами эксплуатационных проверок устройств РЗА.

г) Электрическим цехам электростанций разрабатывать местные инструкции и программы опробований устройств АВР, которые должны бить согласованы с теплотехническими цехами и утверждены главным инженером электростанции.

д) При составлении местных инструкций и программ опробовании устройств АВР руководствоваться следующими положениями:

1) опробование устройств АВР электроприводов механизмов СН поручать специально обученному эксплуатационному персоналу соответствующих теплотехнических цехов с привлечением при необходимости (в случае отказов в действии, неисправности и т.п.) персонала, обслуживающего устройства АВР. При этом должны быть приняты меры для исключения нарушения технологических режимов в случае отказа опробуемого устройства или других неполадок;

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 или в общей магистрали;

3) каждый из электродвигателей одноименных механизмов, если это для них предусмотрено, следует опробовать в рабочем режиме и при нахождении в резерве;

4) устройства АВР следует опробовать на вращающихся механизмах при рабочих положениях тележек КРУ СН. При опробовании никаких изменений в целях вторичных соединений не производить. Понижение давления на выходе рабочего насоса или в общей напорной магистрали имитировать закрытием вентиля у соответствующего датчика (манометра) реле давления со стороны отбора импульса и открытием вентиля со стороны датчика. При этом никаких временных изменений параметров настройки срабатывания по давлению не производить:

5) устройства АВР питания СН также следует опробовать по полной схеме, чтобы обеспечивалась проверка всего комплекса предусмотренных действий, за исключением устройств АВР трансформаторов СН блоков. Последние следует опробовать только по схеме быстрого пуска от вспомогательных контактов выключателей, предусматривая особые меры на случай отказа, а действие пусковых органов минимального напряжения проверить отдельно.

е) 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.

Приложение Г
(обязательное)
Объем технологических измерений, сигнализации, автоматического регулирования в системах питания СН ТЭС

Г.1 Таблицы по объему технологических параметров представлены следующим образом:

В графах таблицы отмечаются:

- знаком «+» функции, выполняемые с помощью традиционных технических средств;
- знаком «*» функции, выполняемые с помощью программно-технического комплекса (ПТК).

Наличие знаков «*» и «+» только в графах, относящихся или к ПТК, или к традиционным техническим средствам, означает выполнение той или иной функции соответствующим видом технических средств.

Наличие знаков «*» и «+» одновременно в одной горизонтальной строке означает:

- отмеченные функции для конкретного измеренного параметра выполняются в системе контроля и управления (СКУ), построенных как на традиционных технических средствах, так и с применением ПТК;
- в СКУ, построенных с одновременным применением традиционных технических средств и ПТК, приоритет имеет знак «*» , т.е. традиционные технические средства не применяются (дублирование отдельных измерений в исключительных случаях традиционными техническими средствами отмечается в графе «Примечание»).

Для традиционных технических средств знак «+» в одной строке таблицы означает в графах:

- « Постоянно» (графы 3, 10 и 14) — измерение с помощью одноканального прибора;
- « Регистрация» (графы 6, 13 и 17) — измерение и регистрацию с помощью многоканального регистрирующего прибора;
- « Постоянно» и «Регистрация» (графы 3 и 6, 10 и 13, 14 и 17) — измерение и регистрацию с помощью одноканального прибора;
- « По требованию» (графы 4, 11 и 15) — вызывной контроль точек измерения с помощью ручного переключателя на измерительный прибор (регистрация в этом случае не предусматривается);
- «Сигнализация» (графы 5, 8, 12, 16 и 19) — возможность ее реализации одновременно с любым видом измерения и регистрации.

Сигнализация на повышение или понижение обозначается соответственно «↑« или «↓» для любых технических средств.

Знак «+» в графе 21 «По месту» означает представление информации по месту как для традиционных технических средств, так и для ПТК.

Знак «+» в графе 22 «Автоматическое регулирование» означает, что значение параметра поддерживается с помощью системы авторегулирования, выполненной как на традиционных технических средствах, так и с помощью ПТК.

Т а б л и ц а Г.1 – Электротехническое оборудование

№ п.п.	Контролируемый параметр, объект, событие	Место представления информации																			Автоматическое регулирование	Примечание
		БЩУ (ГрЩУ)							МЩУ (по решению проектной организации)				ЩУ							По месту		
		Традиционные технические средства				ПТК			Традиционные технические средства				Традиционные технические средства				ПТК					
		Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Г.1 Трансформаторы собственных нужд																						При наличии РПН объем контроля согласно разделу 10.3.4
1	Активная мощность на стороне питания	+				*		*					+				*		*			Только для трансформаторов, питающих шины 6 кВ
2	Токи в обмотке генераторного напряжения, фазы А (В, С)	+				*	↑	*					+				*	↑	*			
3	Ток в одной (одноименной) фазе каждой из расщепленных обмоток подключенных к секциям собственных нужд (при наличии на стороне потребления разделения на секции)	+				*	↑	*					+				*	↑	*			Трансформаторы (автотрансформаторы) мощностью 1000 кВ·А и выше и герметизированные трансформаторы (автотрансформаторы) мощностью 160 кВ·А и выше
4	Прекращение		+		+		*	*	*							+		*	*	*		Для систем охлаждения

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	принудительной циркуляции масла																					ДЦ, Ц
5	Прекращение принудительной циркуляции охлаждающей воды		+		+		*	*	*							+		*	*	*		Для систем охлаждения ДЦ, Ц
6	Включение резервного источника питания		+		+		*	*	*							+		*	*	*		Для систем охлаждения Д, ДЦ, Ц
7	Включение резервного охладителя		+		+		*	*	*							+		*	*	*		Для систем охлаждения Д, ДЦ, Ц
8	Температура верхних слоев масла в баке трансформатора	+				*	↑	*					+				*	↑	*			
Г.2 Трансформаторы (автотрансформаторы) с регулированием под нагрузкой (РПН)																						
1	Поддержание напряжения на стороне потребления в установленных пределах	+				*	↑↓	*									*	↑↓	*		+	Автоматическое регулирование
2	Число срабатываний РПН							*											*	+		
3	Неисправность цепей управления РПН			+			*	*							+			*	*			
4	Работа РПН заблокирована (при недопустимых температурных режимах масла контактора и недопустимых перегрузках)			+			*	*							+			*	*			
5	Положение переключателя ответвлений устройства РПН			+		*		*							+			*	*			
6	Температура верхних слоев масла			+		*	↑	*							+			*	*			
7	Понижение уровня масла в расширителе трансформатора и в отсеке расширителя устройства РПН ниже допустимого			+			*	*						+			*	*				
8	Прекращение принудительной циркуляции масла		+		+		*	*	*							+		*	*	*		Для систем охлаждения ДЦ, Ц

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
9	Прекращение принудительной циркуляции охлаждающей воды		+		+		*	*	*							+		*	*	*		Для систем охлаждения ДЦ, Ц
10	Включение резервного источника питания		+		+		*	*	*							+		*	*	*		Для систем охлаждения Д, ДЦ, Ц
11	Включение резервного охладителя		+		+		*	*	*							+		*	*	*		Для систем охлаждения Д, ДЦ, Ц
12	Отключение вентиляторов обдува для системы охлаждения Д			+			*	*							+			*	*			
13	Прекращение работы системы охлаждения ДЦ			+			*	*							+			*	*			
14	Включение резервного охладителя системы ДЦ			+			*	*							+			*	*			
15	Включение резервного источника питания системы охлаждения ДЦ			+			*	*							+			*	*			
16	Неисправность системы охлаждения Ц			+			*	*							+			*	*			
17	Включение резервного источника питания системы охлаждения Ц			+			*	*							+			*	*			
18	Прекращение работы всех рабочих электронасосов системы охлаждения Ц			+			*	*							+			*	*			
19	Срабатывание газовой защиты			+			*	*							+			*	*			
20	Работа КИВ для трансформаторов (автотрансформаторов), реакторов напряжением 500, 750 кВ			+			*	*							+			*	*			
21	Длительность переключения РПН						↑	*										↑	*			
22	Управление РПН					*		*									*	*	*			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
	«автомат.»																					
Г.3 Шины собственных нужд ТЭС																						
Г.3.1 На каждой секции 6 кВ (п. 10.4.14.1)																						
1	Междуфазное напряжение	+				*							+									
2	Три фазных напряжения		+			*	↑↓	*						+			*	↑↓	*			
3	Три междуфазных напряжения	+				*	↑↓	*					+									
Г.3.2 На каждой секции 0,4 кВ (п. 10.4.14.2)																						
1	Одно междуфазное напряжение	+				*	↑↓	*					+				*	↑↓	*			

Т а б л и ц а Г.2 – Аккумуляторные установки

№ п.п.	Контролируемый параметр, объект, событие	Место представления информации																				Автоматическое регулирование	Примечание
		ЩУ аккумуляторной установки							МЩУ				ЦЩУ							По месту			
		Традиционные технические средства				ПТК			Традиционные технические средства				Традиционные технические средства				ПТК						
		Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	Отображение	Сигнализация	Архивация			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	Напряжение на линии резервного питания системы постоянного тока	+															*	↓	*	+		
2	Напряжения на входе зарядно-подзарядного устройства (агрегата бесперебойного питания), измеряемые поочередно																*	↓	*			

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
3	Ток в цепи аккумуляторной батареи	+															*		*			В обоих направлениях
4	Ток в цепи зарядного устройства (агрегата бесперебойного питания)	+															*		*			
5	Ток подзарядного устройства (агрегата бесперебойного питания)	+															*		*			
6	Ток в выходной цепи стабилизатора (ток нагрузки)	+															*		*			
7	Сопротивление изоляции в сети постоянного тока		+	+											+			*	*			
8	Напряжение на аккумуляторной батарее	+															*	↑ ↓	*			
9	Напряжение на шинах нагрузки	+															*	↑ ↓	*			
10	Неисправность на ЩПТ			+											+			*	*			Обобщенный сигнал
11	Повышение напряжения на шинах ЩПТ												+		+			*	*			
12	Понижение напряжения на шинах ЩПТ												+		+			*	*			

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, регистр. номер 2150

УДК 62-523 ОКС 27.100 ОКП 34 3310
31 1000

Ключевые слова: СОБСТВЕННЫЕ НУЖДЫ ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ (ТЭС), ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ И НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ТЭС, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И ВТОРИЧНЫЕ УСТРОЙСТВА СИСТЕМЫ ПИТАНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ТЭС, ОЦЕНКА ГОТОВНОСТИ К ВВОДУ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ СИТСТЕМ СН ТЭС, ПОРЯДОК И ПРАВИЛА ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ СН В НОРМАЛЬНЫХ И АВАРИЙНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ ТЭС

Руководитель организации разработчика:

Директор Филиала ОАО «Инженерный центр ЕЭС» – «Фирма ОРГРЭС» _____ В.А. Купченко

Руководитель разработки:
Начальник ЦИЭ _____ Ю.Н. Орлов

Исполнители:

Бригадный инженер _____ В.С. Гончаров

Ведущий инженер _____ Н.П. Сантурян

gost.e-ecolog.ru