Российское открытое акционерное общество энергетики и электрификации
"ЕЭС России"

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ»

СТО
17330282.27.140.007-2008

ТЕХНИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения - 2008-07-30

Издание официальное

ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ» - 2008

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 НП «Гидроэнергетика России», Инженерный центр ЕЭС – Филиал «Фирма ОРГРЭС».

2. ВНЕСЕН НП «Гидроэнергетика России»

3. ПРИНЯТ И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 30.06.2008 № 305

4. ВВОДИТСЯ ВПЕРВЫЕ

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

Содержание

Введение IV
1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 3
3 Термины и определения 4
4 Обозначения и сокращения 7
5. Организация эксплуатации. Общие требования 8
5.1. Основные требования 8
5.2. Персонал 9
5.3. Технический контроль и надзор 11
5.4. Техническое обслуживание, ремонт и модернизация 14
5.5. Приемка в эксплуатацию после ремонта и оценка качества ремонта 15
5.6. Техническая документация 16
5.7. Требования к местным инструкциям по эксплуатации 18
6. Техническая эксплуатация. Общие требования 20
6.1. Техническая эксплуатация при нормальных условиях работы 20
6.2. Экологические требования 29
6.3. Аварийные ситуации на ГЭС. Требования к предупреждению и ликвидации последствий 30
6.4. Эксплуатация в особых условиях 32
7. Возможные неисправности и их устранение 33
8. Охрана труда (правила безопасности) 36
Приложение А (рекомендуемое). Методические указания по составлению местных инструкций по эксплуатации гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенератора 38
Приложение Б (рекомендуемое). Рекомендации по составлению местной инструкции по эксплуатации автоматических установок водяного пожаротушения 57
Библиография 73

Введение

Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» «Технические системы гидроэлектростанций. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» (далее – Стандарт) разработан в соответствии с требованиями Федерального закона № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

Стандарт направлен на обеспечение безопасности эксплуатации технических систем гидроэлектрических станций (далее – ГЭС).

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, уточнены применительно к гидроэлектростанциям действующие порядок и правила работы при осуществлении эксплуатации технических систем ГЭС.

Требования Стандарта исходят из оценки взаимодействия оборудования технических систем и основного оборудования, а также влияния состояния отдельных элементов и конструктивных узлов этого оборудования на работоспособность и безопасность, как гидроагрегатов, так и ГЭС в целом.

Установленные Стандартом оценки технического состояния оборудования учитывают подтвержденные опытом эксплуатации потенциальные опасности и сценарии развития опасных ситуаций с учетом требований безопасности.

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

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ»

ТЕХНИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ. ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения 30.04.2008

1 Область применения

1.1 Стандарт устанавливает нормы и требования к организации эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту технических систем гидроэлектростанций.

1.2 Стандарт не учитывает все возможные особенности исполнения его требований на разнотипном оборудовании. В развитие Стандарта каждая гидроэлектростанция может в установленном порядке разработать, утвердить и применять собственный стандарт организации (далее СТО ГЭС), учитывающий особенности установленного на ней оборудования и не противоречащий и не снижающий уровень требований, Стандарта, конструкторской (заводской) документации.

1.3 Стандарт распространяется на технические системы гидроэлектростанций, обеспечивающие функционирование основного оборудования - гидротурбин, гидрогенераторов, трансформаторов, выключателей, а именно:

- систему технического водоснабжения;
- систему откачки и дренажа;
- систему воздухоснабжения;
- систему перевода гидроагрегатов в режим синхронного компенсатора;
- систему маслохозяйства;
- систему пожаротушения.

1.4 Стандарт может быть использован на гидроаккумулирующих электростанциях (ГАЭС) и малых ГЭС при составлении стандартов организации, в которых должны быть дополнительно учтены специфические особенности их оборудования.

1.5 Стандарт не предъявляет требований к организации эксплуатации и технического обслуживания контрольно-измерительных систем и аппаратуры, устанавливаемых для контроля (мониторинга) состояния, технических систем.

1.6 Требования Стандарта являются минимально необходимыми для обеспечения безопасности эксплуатируемого оборудования ГЭС, 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.

1.7 Оценка и подтверждение соответствия эксплуатируемого оборудования требованиям Стандарта осуществляется в соответствии с СТО «Гидроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» [7].

1.8 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 нормативные ссылки на следующие законы, стандарты и/или классификаторы:

Федеральный Закон РФ от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании»

Федеральный закон от 10.01.02 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»

Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 № 74-ФЗ

ГОСТ 15467-79 (СТ СЭВ 3519-81). Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 16504-81*. Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения

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

ГОСТ 21027-75. Системы энергетические. Термины и определения

ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 34003-90. Автоматизированные системы. Термины и определения

ГОСТ 2.601-2006. ЕСКД. Эксплуатационные документы

Примечание - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим документом 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 Стандарте применены термины по ФЗ № 208-ФЗ, ГОСТ 15467-79 (СТ СЭВ 3519-81), ГОСТ 16504-81 , ГОСТ 19431-84 , ГОСТ 21027-75, ГОСТ 27.002-89, ГОСТ 20911, ГОСТ 34003-90, ГОСТ 2.601-95, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 гидравлическая турбина: Турбина, в которой в качестве рабочего тела используется вода.

3.2 гидроагрегат: Агрегат, состоящий из гидравлической турбины и электрического гидрогенератора.

3.3 гидрогенератор: Электрический синхронный генератор, приводимый во вращение от гидравлической турбины.

3.4 гидроэлектростанция: Электростанция преобразующая механическую энергию воды в электрическую энергию.

3.5 измерительный контроль: **К**онтроль, осуществляемый с применением средств измерений.

3.6 исправное состояние: Состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и(или) конструкторской (проектной) документации.

3.7 испытания: Экспериментальное определение количественных и (или) качественных характеристик свойств объекта испытаний как результата воздействия на него при его функционировании, при моделировании объекта и (или) воздействий.

3.8 капитальный ремонт: Ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

3.9 конструктивный узел оборудования: Составная часть элемента оборудования, состоящая из ряда конструкций и деталей (в целях настоящего Стандарта – трубопровод, задвижка, клапан, насос, электродвигатель и другие).

3.10 контроль технического состояния: Проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени. Прим. Видами технического состояния являются например, исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное и т.п. в зависимости от значений параметров в данный момент времени.

3.11 неисправное состояние: Состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и(или) конструкторской (проектной) документации.

3.12 неработоспособное состояние: Состояние объекта, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность

выполнять заданные функции не соответствует требованиям нормативно-технической и(или) конструкторской (проектной) документации.

3.13 номинальное значение параметра: значение параметра, определяемое его функциональным назначением и служащее началом отсчета отклонений.

3.14 нормативный документ: Документ, устанавливающий правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности или их результатов.

3.15 объем испытаний: Характеристика испытаний, определяемая количеством объектов и видов испытаний, а также суммарной продолжительностью испытаний

3.16 обслуживание оборудования: Комплекс работ по оперативному и техническому обслуживанию оборудования, включающий эксплуатацию, ремонт, наладку и испытание оборудования, а также пусконаладочные работы на нем.

3.17 периодический осмотр оборудования: Форма технического контроля за состоянием оборудования, осуществляемого комиссией, назначаемой техническим руководителем гидроэлектростанции, с периодичностью, устанавливаемой стандартом организации гидроэлектростанции, не противоречащим настоящему Стандарту.

3.18 пожарная безопасность объекта (пожаробезопасность объекта): Состояние объекта, при котором с установленной вероятностью исключается возможность возникновения и развития пожара и воздействия на людей опасных факторов пожара, а также обеспечивается защита материальных ценностей.

3.19 постоянный контроль за состоянием оборудования: Форма технического контроля за состоянием оборудования, осуществляемого штатным персоналом гидроэлектростанции посредством инструментальных и/или визуальных наблюдений, проводимых ежедневно в режиме, определяемом стандартом организации каждой гидроэлектростанции.

3.20 работоспособное состояние: Состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции соответствует требованиям нормативно-технической и(или) конструкторской (проектной) документации.

3.21 резервирование: Способ обеспечения надежности объекта за счет использования дополнительных средств и(или) возможностей, избыточных по отношению к минимально необходимым для выполнения требуемых функций.

3.22 ремонт: Комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделий и восстановлению ресурсов изделий или их составных частей.

3.23 синхронный компенсатор (электромашинный компенсатор): Синхронная машина предназначенная для генерирования или потребления реактивной мощности.

3.24 текущий ремонт: Ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности изделия и состоящий в замене и(или) восстановлении отдельных частей.

3.25 техника безопасности: Система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих воздействие на работающих опасных производственных факторов.

3.26 техническая система: Объект техники, агрегат, состоящий из элементов и зависимых узлов, предназначенный для выполнения функций, обеспечивающих работоспособность единиц оборудования (в целях настоящего Стандарта – система технического водоснабжения , система смазки и др.).

3.27 техническое диагностирование (диагностирование) Определение технического состояния объекта.

3.28. техническое освидетельствование оборудования: Контроль техничсекого состояния оборудования осуществляющегося комиссией, возглавляемой техническим руководителем ГЭС, с периодичностью, установленной нормативными документами.

3.29 техническое обследование оборудования гидроэлектростанций: Форма технического контроля за состоянием оборудования, включающего углубленные исследования, проводимые по специальным программам, как правило, с привлечением специализированных организаций по решениям комиссий, проводивших периодический осмотр или регулярное техническое освидетельствование.

3.30 техническое обслуживание: Комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия при использовании по назначению, ожидании, хранении и транспортировании.

3.31 технический осмотр: Контроль, осуществляемый в основном при помощи органов чувств и, в случае необходимости, средств контроля, номенклатура которых установлена соответствующей документацией.

3.32 технический руководитель гидроэлектростанции (ГЭС): Лицо в штате гидроэлектростанции (эксплуатирующей организации), уполномоченное принимать решения и отдавать распоряжения по всем техническим вопросам касательно оборудования и сооружений данной гидроэлектростанции.

3.33 управляющая компания: организация, оказывающая на основании договора услуги по выполнению функций единоличного исполнительного органа других обществ.

3.34 эксплуатация: Систематическое использование, техническое обслуживание и ремонт оборудования.

3.35 эксплуатационные испытания: испытания объекта, проводимые при эксплуатации. Примечание: одним из основных видов эксплуатационных испытаний является опытная эксплуатация. К эксплуатационным испытаниям может быть в некоторых случаях отнесена также подконтрольная эксплуатация.

3.36 эксплуатационный документ: Конструкторский документ, который в отдельности или в совокупности с другими документами определяет правила эксплуатации изделия и (или) отражает сведения, удостоверяющие гарантированные изготовителем значения основных параметров и характеристик (свойств) изделия, гарантии и сведения по его эксплуатации в течение установленного срока службы.

4 Обозначения и сокращения

АУП — автоматическая установка пожаротушения,
АУВП — автоматическая установка водяного пожаротушения,
ГЭС - гидроэлектростанция;
ДВ — дренчер водяной,
ДВМ — дренчер водяной модернизированный,
КИП - контрольно измерительные приборы;
КПД - коэффициент полезного действия;
МНУ - маслонапорная установка;
НД - нормативная документация;
НТД - нормативно техническая документация.
ОГК - оптовая генерирующая компания;
ОК — обратный клапан,
ОПДР — ороситель пенно-дренчерный.
ППС — пульт пожарной сигнализации,
ПУЭЗ — панель управления электрозадвижками,
ПУПН — панель управления пожарными насосами,
ПИ — пожарный извещатель,
ПН — пожарный насос,
СК - синхронный компенсатор;
СН - собственные нужды;
СТО ГЭС - стандарт организации ГЭС;
ТВС - техническое водоснабжение;
ТГК - территориальная генерирующая компания;
ТО - техническое обслуживание;
УВП — установка водяного пожаротушения.

5 Организация эксплуатации. Общие требования

5.1 Основные требования

5.1.1 При эксплуатации технических систем должны выполняться мероприятия, направленные на:

- обеспечение эффективной работы оборудования технических систем и надежного функционирования основного гидросилового оборудования электростанций;
- повышение надежности и безопасности работы оборудования;
- обновление основных производственных фондов путем технического перевооружения, реконструкции и модернизации оборудования;
- внедрение и освоение новой техники, технологии эксплуатации и ремонта, эффективных и безопасных методов организации производства и труда;
- повышение квалификации персонала, распространение передовых методов производства.

5.1.2 На каждой гидроэлектростанции должны быть распределены границы и функции по обслуживанию оборудования между структурными подразделениями, а также определены должностные функции персонала.

5.1.3 Безопасная эксплуатация оборудования обеспечивается положениями инструкций и других нормативно-технических документов.

5.1.4 Во время эксплуатации путем осмотра и систематических измерений с помощью стационарных и переносных приборов должен быть организован контроль за работой оборудования в объеме и с периодичностью, указанными в местных инструкциях.

5.1.5 Находящееся в эксплуатации технические системы должны быть полностью автоматизированы.

5.2 Персонал

5.2.1 К работе на гидроэлектростанциях допускаются лица с профессиональным образованием, а по управлению энергоустановками также и с соответствующим опытом работы.

5.2.2 Лица, не имеющие соответствующего профессионального образования или опыта работы, как вновь принятые, так и переводимые на новую должность должны пройти обучение по действующей в отрасли форме обучения.

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

5.2.4 При перерыве в работе от 30 дней до 6 месяцев форму подготовки персонала для допуска к самостоятельной работе определяет руководитель организации или структурного подразделения с учетом уровня профессиональной подготовки работника, его опыта работы, служебных функций и др. При этом в любых случаях должен быть проведен внеплановый инструктаж по безопасности труда.

5.2.5 Лица, осуществляющие обслуживание оборудования технических систем, проходят подготовку и аттестацию в установленном порядке.

5.2.6 Технический руководитель ГЭС специальным распоряжением назначает из числа инженерно-технических работников лиц, обеспечивающих контроль за исправным состоянием и безопасной эксплуатацией трубопроводов.

5.2.7 Руководители и специалисты, занятые проектированием, изготовлением, реконструкцией, монтажом, наладкой, ремонтом, диагностикой и эксплуатацией сосудов, должны быть аттестованы на знание Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением (ПБ 03-576-03), (Постановление Госгортехнадзора РФ от 11.06.03 № 91) [1].

5.2.8 Каждый работник в пределах своих функций должен обеспечивать соответствие устройства и эксплуатации оборудования технических систем электростанций правилам техники безопасности и пожарной безопасности.

5.2.9 Работники ГЭС обязаны:

- соблюдать оперативно-диспетчерскую дисциплину;
- содержать оборудование в состоянии эксплуатационной готовности;
- обеспечивать максимальную экономичность и надежность энергопроизводства;
- соблюдать правила промышленной и пожарной безопасности в процессе эксплуатации оборудования;

- выполнять правила охраны труда;

- снижать вредное влияние производства на людей и окружающую среду;

- обеспечивать единство измерений;

- использовать достижения научно-технического прогресса в целях повышения экономичности, надежности и безопасности, улучшения экологии ГЭС и окружающей среды.

5.2.10 Инженерно-технический персонал в соответствии с установленными графиками осмотров и обходов оборудования должен проверять оперативную документацию и принимать необходимые меры к устранению дефектов и нарушений в работе оборудования и персонала.

5.2.11 Работники, занятые на работах с вредными веществами, опасными и неблагоприятными производственными факторами, в установленном порядке должны проходить предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой деятельности) медицинские осмотры.

5.2.12 На ГЭС должна проводиться постоянная работа с персоналом, направленная на обеспечение его готовности к выполнению профессиональных функций и поддержание его квалификации.

5.2.13 На каждой ГЭС должна быть создана техническая библиотека, а также обеспечена возможность персоналу пользоваться учебниками, учебными пособиями и другой технической литературой, относящейся к профилю деятельности организации, а также нормативно-техническими документами.

На каждой ГЭС должны быть созданы в соответствии с типовыми положениями кабинет по технике безопасности и технический кабинет.

5.2.14 На ГЭС, где создание материально-технической учебно-производственной базы затруднено, допускается проводить работу по повышению профессионального образовательного уровня персонала по договору с другой энергетической или иной специализированной организацией, располагающей такой базой и имеющей право на обучение персонала.

За работу с персоналом отвечает руководитель эксплуатирующей организации или должностное лицо из числа руководящих работников.

5.3 Технический контроль и надзор

5.3.1 На каждой ГЭС должен быть организован постоянный и периодический контроль (осмотры, технические освидетельствования, обследования) технического состояния оборудования, определены ответственные за их состояние и безопасную эксплуатацию лица, а также назначен персонал по техническому и технологическому контролю и утверждены его должностные функции.

Все гидроэлектростанции подлежат техническому и технологическому

надзору со стороны генерирующей компании (собственника), эксплуатирующей организации и государственных органов, уполномоченных в соответствующей области надзора за безопасной эксплуатацией гидроэлектростанций.

5.3.2 Все технические системы и их оборудование, должны подвергаться периодическому техническому освидетельствованию.

Техническое освидетельствование технических систем проводится по истечении установленного нормативно-технической документацией срока службы, причем при проведении каждого освидетельствования в зависимости от состояния оборудования намечается срок проведения последующего освидетельствования.

Техническое освидетельствование производится комиссией ГЭС, возглавляемой техническим руководителем ГЭС или его заместителем. В комиссию включаются руководители и специалисты структурных подразделений ГЭС, а также по необходимости представители служб управляющей компании, специалисты специализированных организаций и органов государственного надзора.

Задачами технического освидетельствования являются оценка состояния, а также определение мер, необходимых для обеспечения установленного ресурса оборудования.

В объем периодического технического освидетельствования на основании действующих нормативно-технических документов должны быть включены: наружный и внутренний осмотр, проверка технической документации, испытания на соответствие условиям безопасности оборудования (гидравлические испытания, настройка предохранительных клапанов и т.п.).

Одновременно с техническим освидетельствованием должна осуществляться проверка выполнения предписаний органов государственного контроля и надзора и мероприятий, намеченных по результатам расследования нарушений работы оборудования и несчастных случаев при его обслуживании, а также мероприятий, разработанных при предыдущем техническом освидетельствовании.

Результаты технического освидетельствования должны быть занесены в технический паспорт ГЭС.

Эксплуатация оборудования с аварийноопасными дефектами, выявленными в процессе эксплуатации, а также с нарушениями сроков технического освидетельствования не допускается.

По результатам технического освидетельствования устанавливается необходимость проведения технического обследования. Основной задачей технического обследования является своевременное выявление аварийноопасных дефектов и повреждений и принятие технических решений по восстановлению надежной и безопасной эксплуатации.

5.3.3 Постоянный контроль технического состояния оборудования производится персоналом, осуществляющим его обслуживание.

Объем и порядок контроля устанавливается в соответствии с

положениями действующих стандартов, документации завода изготовителя оборудования и местных инструкций по эксплуатации оборудования.

5.3.4 Периодические осмотры оборудования производятся лицами, контролирующими их безопасную эксплуатацию.

Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем ГЭС. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальном журнале.

5.3.5 На каждой ГЭС должны быть составлены графики проверок и осмотров состояния оборудования и периодических опробований и переключений вспомогательного оборудования, графики смазки устройств и доливки в них масла, чистки фильтров регуляторов скорости, МНУ, компрессоров и технического водоснабжения.

5.3.6 Не реже 1 раза в 5 лет должны выполняться обследования и испытания систем технического водоснабжения.

Испытания необходимо проводить также в случае любых изменений, внесенных в процессе эксплуатации в конструктивное исполнение оборудования системы технического водоснабжения.

Для оптимизации режима эксплуатации системы технического водоснабжения рекомендуется проводить специальные испытания, включающие измерения расхода, давления, температуры воды и определение эксплуатационных параметров системы.

5.3.7 Лица, контролирующие состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, обеспечивают соблюдение технических условий при эксплуатации, учет состояния, расследование и учет отказов в работе, ведение эксплуатационно-ремонтной документации.

5.3.8 Работники ГЭС, осуществляющие технический и технологический контроль за эксплуатацией оборудования, должны:

- организовывать расследование нарушений в эксплуатации оборудования;
- вести учет технологических нарушений в работе оборудования;
- контролировать состояние и ведение технической документации;
- вести учет выполнения профилактических противоаварийных и противопожарных мероприятий;
- принимать участие в организации работы с персоналом.

5.3.9 На гидроэлектростанции должен осуществляться:

- систематический контроль за организацией эксплуатации;
- периодический контроль за состоянием оборудования;
- периодические технические освидетельствования;
- контроль за соблюдением установленных техническими нормами сроков проведения среднего и капитального ремонта;
- контроль за выполнением мероприятий и положений нормативных распорядительных документов;
- контроль и организация расследований причин пожаров и технологических нарушений;
- оценка достаточности применяемых на объекте предупредительных и профилактических мер по вопросам безопасности производства;

- контроль за разработкой и проведением мероприятий по предупреждению пожаров и аварий и обеспечению готовности ГЭС к их ликвидации;

- контроль за выполнением предписаний уполномоченных органов технического и технологического надзора;

- учет нарушений, в том числе на объектах, подконтрольных органам государственного контроля и надзора;

- учет выполнения противоаварийных и противопожарных мероприятий на объектах, подконтрольных органам государственного контроля и надзора;

- пересмотр технических условий на изготовление и поставку оборудования;

- передача информации о технологических нарушениях и инцидентах в органы государственного надзора.

5.3.10 Надзор за техническим состоянием и проведением мероприятий, обеспечивающих безопасное обслуживание оборудования, рациональным и эффективным использованием энергетических ресурсов осуществляют органы государственного надзора, а также органы надзора генерирующей компании (ОГК, ТГК) в пределах своих обязанностей.

5.4 Техническое обслуживание, ремонт и модернизация

5.4.1 На каждой ГЭС должны быть организованы техническое обслуживание, плановые ремонт и модернизация оборудования.

5.4.2 За техническое состояние оборудования, выполнение объемов ремонтных работ, обеспечивающих стабильность установленных показателей эксплуатации, полноту выполнения подготовительных работ, своевременное обеспечение запланированных объемов ремонтных работ запасными частями и материалами, а также за сроки и качество выполненных ремонтных работ отвечает собственник.

5.4.3 Объем технического обслуживания и планового ремонта должен определяться необходимостью поддержания исправного и работоспособного состояния оборудования с учетом его фактического технического состояния. Рекомендуемый перечень и объем работ по техническому обслуживанию и капитальному ремонту оборудования приведены в стандартах в области ремонта энергетического оборудования электростанций.

5.4.4 На электростанции должна быть установлена и утверждена номенклатура оборудования технических систем с указанием места его установки, ремонт которого производится:

- в сроки, определяемые сроками ремонта основного оборудования;
- в процессе эксплуатации основного оборудования;
- при нахождении в резерве основного оборудования.

5.4.5 Периодичность и продолжительность всех видов ремонта устанавливают стандарты в области ремонта оборудования электростанций и нормативно-технические документы на ремонт данного вида оборудования.

5.4.6 Увеличение периода эксплуатации между капитальными ремонтами и увеличение продолжительности капитального (среднего) ремонта по сравнению с нормативными должны производиться в соответствии с порядком, устанавливаемым стандартами в области ремонта оборудования электростанций.

5.4.7 Организация ремонтного производства, разработка ремонтной документации, планирование и подготовка к ремонту, вывод в ремонт и производство ремонта, а также приемка и оценка качества ремонта оборудования должны осуществляться в соответствии со стандартами в области ремонта оборудования электростанций.

5.4.8 Перед началом ремонта и во время его проведения комиссией, состав которой утверждается техническим руководителем, должны быть выявлены все дефекты. Критерии, которым должно соответствовать отремонтированное оборудование, установлены в стандарте «Качество ремонта энергетического оборудования электростанций» СТО 17330 (проект) [2], и нормативно-технических документах на ремонт данного вида оборудования.

5.4.9 Вывод оборудования и сооружений в ремонт и ввод их в работу должны производиться в сроки, указанные в годовых графиках ремонта и

согласованные с организацией, в оперативном управлении или оперативном ведении которой они находятся.

5.4.10 На ГЭС должен вестись систематический учет технико-экономических показателей ремонта и технического обслуживания оборудования.

5.4.11 На ГЭС должны быть оборудованы центральные ремонтные мастерские, ремонтные площадки и производственные помещения ремонтного персонала в главном корпусе, вспомогательных зданиях и на сооружениях.

5.4.12 Оборудование ГЭС должно обслуживаться стационарными и инвентарными грузоподъемными машинами и средствами механизации ремонта в главном корпусе, вспомогательных зданиях и на сооружениях.

5.4.13 Ремонт должен проводиться при наличии ремонтной документации, инструмента и средств производства ремонтных работ.

5.4.14 Гидроэлектростанции и организации, осуществляющие эксплуатацию пожароопасных, взрывоопасных и химически опасных объектов, ремонт и обслуживание средств обеспечения пожарной безопасности объектов, должны иметь разрешение (лицензию) на право ведения соответствующей деятельности в соответствии с ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности» от 08.08.2001 № 128-ФЗ (ред. от 05.02.2007 № 13-ФЗ).

5.4.15 ГЭС должны располагать запасными частями, материалами и обменным фондом узлов и оборудования для своевременного обеспечения запланированных объемов ремонта.

5.4.16 Объем и сроки модернизации технических систем определяются на основании результатов обследования с привлечением специализированной организации.

5.5 Приемка в эксплуатацию после ремонта и оценка качества ремонта

5.5.1 Приемка оборудования из капитального и среднего ремонта должна производиться комиссией по программе, согласованной с исполнителями и утвержденной техническим руководителем ГЭС. Состав приемочной комиссии должен быть установлен приказом по ГЭС.

5.5.2 Оборудование гидроэлектростанций, прошедшее капитальный и средний ремонт, подлежит приемо-сдаточным испытаниям под нагрузкой в течение 48 ч.

5.5.3 При приемке оборудования из ремонта должна производиться оценка качества ремонта, которая включает оценку:

- качества отремонтированного оборудования;
- качества выполненных ремонтных работ;

- уровня пожарной безопасности.

Оценки качества устанавливаются:

- предварительно - по окончании приемо-сдаточных испытаний;
- окончательно - по результатам месячной подконтрольной эксплуатации, в течение которой должна быть закончена проверка работы оборудования на всех режимах, проведены испытания и наладка всех систем.

5.5.4 Порядок приемки, оценка качества отремонтированного оборудования и ремонта производится в соответствии с требованиями стандарта «Качество ремонта энергетического оборудования электростанций» СТО 17330 (проект) [2].

5.6 Техническая документация

5.6.1 На каждой ГЭС должны быть следующие документы:

- генеральный план участка с нанесенными зданиями и сооружениями, включая подземное хозяйство;
- акты приемки скрытых работ;
- первичные акты испытания устройств, обеспечивающих взрывобезопасность, пожаробезопасность, молниезащиту и противокоррозионную защиту сооружений;
- первичные акты испытаний внутренних и наружных систем водоснабжения, пожарного водопровода, канализации, газоснабжения, теплоснабжения, отопления и вентиляции;
- первичные акты индивидуального опробования и испытаний оборудования и технологических трубопроводов;
- акты государственной и рабочих приемочных комиссий;
- утвержденная проектная документация со всеми последующими изменениями;
- технические паспорта технологических узлов и оборудования;
- исполнительные рабочие чертежи оборудования и сооружений, чертежи всего подземного хозяйства;
- исполнительные рабочие технологические схемы;
- чертежи запасных частей к оборудованию;
- оперативный план пожаротушения;
- документация в соответствии с требованиями органов государственного контроля и надзора;
- комплект действующих и отмененных инструкций по эксплуатации оборудования, должностных инструкций для всех категорий специалистов и для рабочих, относящихся к дежурному персоналу, и инструкций по охране труда.

Комплект указанной выше документации должен храниться в техническом архиве ГЭС.

5.6.2 На каждой ГЭС должен быть установлен перечень необходимых

инструкций, положений, технологических и оперативных схем для каждого структурного подразделения. Перечень утверждается техническим руководителем ГЭС.

5.6.3 На основном и вспомогательном оборудовании электростанций должны быть установлены таблички с номинальными данными согласно государственному стандарту на это оборудование.

5.6.4 Все основное и вспомогательное оборудование, в том числе трубопроводы, а также арматура, должно быть пронумеровано.

5.6.5 Все изменения в оборудовании, выполненные в процессе эксплуатации, должны быть внесены в инструкции, схемы и чертежи до ввода в работу за подписью уполномоченного лица с указанием его должности и даты внесения изменения.

Информация об изменениях в инструкциях, схемах и чертежах должна доводиться до сведения всех работников (с записью в журнале распоряжений), для которых обязательно знание этих инструкций, схем и чертежей.

5.6.6 Исполнительные технологические схемы (чертежи) и исполнительные схемы первичных электрических соединений должны проверяться на их соответствие фактическим эксплуатационным не реже 1 раза в 5 лет с отметкой на них о проверке.

В эти же сроки пересматриваются инструкции и перечни необходимых инструкций и исполнительных рабочих схем (чертежей).

5.6.7 Комплекты необходимых схем должны находиться в органах диспетчерского управления соответствующего уровня, у начальников смены электростанции, у начальника соответствующего структурного подразделения ГЭС.

Форма хранения схем должна определяться местными условиями.

5.6.8 Все рабочие места должны быть снабжены необходимыми инструкциями.

5.6.9 Сосуды, находящиеся под давлением и подлежащие государственной регистрации, должны быть зарегистрированы в установленном порядке в соответствии с правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением (ПБ 03-576-03), (Постановление Госгортехнадзора РФ от 11.06.03 № 91) [1].

5.6.10 Каждый сосуд должен поставляться изготовителем заказчику с паспортом установленной формы.

5.7 Требования к местным инструкциям по эксплуатации

5.7.1 На гидроэлектростанции должны быть инструкции по эксплуатации систем технического водоснабжения, пневмохозяйства, маслохозяйства, пожарного водоснабжения, откачки и дренажа, системы перевода гидроагрегата в режим СК, а также инструкции по эксплуатации стационарных компрессорных установок, насосных агрегатов и электродвигателей.

Инструкции по эксплуатации должны соответствовать требованиям технической документации завода-изготовителя оборудования и настоящего Стандарта.

5.7.2. На ГЭС должны быть разработаны и утверждены инструкции по эксплуатации сосудов работающих под давлением, а также инструкция по осуществлению производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности по эксплуатации сосудов.

5.7.3. При разработке инструкций по эксплуатации трубопроводов на основании нормативных документов должны быть учтены конкретные условия эксплуатации трубопроводов на данной ГЭС.

5.7.4. Инструкция по эксплуатации стационарной компрессорной установки разрабатывается в соответствии с технической документацией заводов-изготовителей, технологическими регламентами, Правилами устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок воздухопроводов и газопроводов (ПБ 03-581-03), (Постановление Госгортехнадзора РФ от 05.06.03 № 60) [3] и требованиями других документов по промышленной безопасности.

5.7.5. Инструкции по эксплуатации вспомогательного оборудования входящего в комплект гидротурбины и гидрогенератора, а именно: устройства питания собственных нужд гидротурбинной установки электроэнергией, водой, маслом и воздухом; дренажные устройства турбины; лекажные устройства системы регулирования и смазки, система охлаждения гидроагрегата, система осушения проточной части, аэрационные устройства турбинных водоводов, устройства и оборудование для отжатия воды из камеры рабочего колеса для гидроагрегатов используемых в режиме синхронных компенсаторов (СК), автоматический регулятор частоты вращения (скорости) гидротурбины, маслонапорная установка с насосами и маслопроводами, тормозная система и система смазки и охлаждения подшипников гидрогенератора - рекомендуется составлять с учетом требований Приложения А.

5.7.6 Местная инструкция по эксплуатации систем противопожарного водоснабжения, а также технологического оборудования и устройств автоматических установок пожаротушения должна разрабатываться на основе документации завода – изготовителя оборудования, требований типовой инструкции по эксплуатации сетей противопожарного

водоснабжения на энергетических предприятиях (утв. Техническим директором ОАО РАО «ЕЭС России», 2007г.) [4], и с учетом рекомендаций Приложения Б.

5.7.7. Инструкции должны пересматриваться не реже одного раза в 5 лет.

В случае изменения состояния или условий эксплуатации оборудования соответствующие дополнения должны быть внесены в инструкции и доведены до сведения работников, для которых обязательно знание этих инструкций, о чем должна быть сделана запись в журнале распоряжений.

Во всех случаях все изменения должны быть подписаны лицом, которое их внесло; должна быть указана дата внесения изменения.

При пересмотре документа на титульном листе ставится отметка "Пересмотрено", дата и подпись технического руководителя гидроэлектростанции.

5.7.8. В местной инструкции по эксплуатации должны быть приведены:

- краткая характеристика оборудования;
- структурные подразделения ГЭС, ответственные за эксплуатацию конкретного оборудования;
- критерии и пределы безопасного состояния и режимов работы оборудования;
- порядок подготовки к пуску; порядок пуска, останова и обслуживания оборудования во время нормальной эксплуатации, после ремонта и в аварийных режимах;
- порядок допуска к осмотру, ремонту и испытаниям оборудования;
- требования по безопасности труда, взрыво и пожаробезопасности, специфические для данной установки;
- действия при возникновении ненормальных режимов работы оборудования, а также аварийных ситуаций;
- особые требования по обеспечению безопасности основного оборудования.

6 Техническая эксплуатация. Общие требования

6.1 Техническая эксплуатация при нормальных условиях работы

6.1.1 При эксплуатации систем технического водоснабжения должны быть обеспечены : бесперебойная подача охлаждающей воды нормативной температуры в необходимом количестве и требуемого качества; предотвращение загрязнений систем технического водоснабжения, выполнение требований охраны окружающей среды.

6.1.2 Система технического водоснабжения гидроагрегата должна обеспечивать охлаждение опорных узлов, статора и ротора генератора, смазку обрезиненного турбинного подшипника и других потребителей во всех режимах работы гидроагрегата.

6.1.3 При эксплуатации трубопроводов и арматуры в соответствии с действующими инструкциями должны контролироваться:

- размеры тепловых перемещений трубопроводов и их соответствие расчетным значениям по показаниям индикаторов;
- отсутствие защемлений и повышенной вибрации трубопроводов;
- плотность предохранительных устройств, арматуры и фланцевых соединений;
- степень затяжки пружин подвесок и опор в рабочем состоянии – не реже 1 раза в 2 года;
- герметичность сальниковых уплотнений арматуры;
- соответствие показаний указателей положения (УП) регулирующей арматуры на щитах управления ее фактическому положению;
- наличие смазки подшипников, узлов приводных механизмов, винтовых опор шпиндель-резьбовая втулка, в редукторах электроприводов арматуры.

6.1.4 При обрастании систем технического водоснабжения (поверхностей грубых решеток, конструктивных элементов водоочистительных сеток, водоприемных и всасывающих камер и напорных водоводов) моллюском, дрейсеной или другими биоорганизмами должны применяться необрастающие покрытия, производиться промывки трактов и другие меры для предотвращения обрастания отвечающие требованиям охраны окружающей среды.

6.1.5 Должно обеспечиваться периодичное удаление воздуха из трактов системы ТВС.

6.1.6 При эксплуатации охладителей должны быть обеспечены оптимальный режим работы и охладающая эффективность согласно нормативным характеристикам.

6.1.7 При эксплуатации подземных зданий гидроэлектростанций необходимо обеспечивать постоянную рабочую готовность насосов откачки воды, поступающей в результате фильтрации или из-за непредвиденных прорывов из водопроводящих трактов.

6.1.8 Оперативный персонал обязан следить за автоматической работой дренажных насосов, не допуская подтопления помещений.

6.1.9 Схемы трубопроводов электростанций должны обеспечивать:

- надежное резервирование СН основного оборудования;
- минимальные гидравлические потери;
- отключение аварийных участков преимущественно посредством приводов с дистанционным управлением;
- локализацию аварий с минимальными потерями генерирующей мощности и отключение минимальной мощности потребителей;
- возможность очистки трубопроводов обратным током воды.

6.1.10 Схемы станционных трубопроводов должны обеспечивать возможность локализации отдельных участков и предотвращени затопления помещений и оборудования электростанций в случае повреждения трубопроводов.

6.1.11 Система дренажей должна обеспечивать полное удаление влаги при опорожнении трубопроводов, для чего последние должны иметь уклон горизонтальных участков не менее 0,004 (по ходу движения среды), сохраняющийся до температуры, соответсвующей насыщению при рабочем давлении среды

При замене деталей и элементов трубопроводов необходимо сохранять проектное положение оси трубопровода.

При прокладке дренажных линий нескольких трубопроводов на каждом из них должна быть установлена запорная арматура.

6.1.12 При компоновке трубопроводов и арматуры должна быть обеспечена возможность обслуживания и ремонта арматуры.

6.1.13 Арматура должна использоваться строго с соответствии с ее функциональным назначением.

6.1.14 На арматуре должны быть нанесены названия и номера согласно технологическим схемам трубопроводов, а также указатели направления вращения штурвала.

Регулирующие клапаны должны быть снабжены указателями степени открытия регулирующего органа, а запорная арматура – указателями «Открыто»-«Закрыто».

6.1.15 Тепловая изоляция трубопроводов и арматуры должна быть в исправном состоянии.

Трубопроводы с температурой рабочей среды ниже температуры окружающего воздуха должны быть защищены от коррозии, иметь гидро- и теплоизоляцию.

Для тепловой изоляции должны применятся материалы, не вызывающие коррозии металла трубопроводов.

6.1.16 Изоляция трубопроводов, не имеющих защитного покрытия, должна быть окрашена. При наличии защитног покрытия на их поверхности должны быть нанесены маркировочные кольца.

6.1.17 Трубопроводы подверженные вибрации, а также фундаменты под опорами и эстакадами для этих трубопроводов в период эксплуатации должны тщательно осматриваться с применением приборного контроля за амплитудой и частотой вибрации. Максимально допустимая амплитуда вибрации технологических трубопроводов составляет 0,2 мм при частоте вибрации не более 40 Гц.

Выявленные при этом дефекты подлежат устранению.

Сроки проведения осмотров в зависимости от конкретных условий и состояния трубопроводов устанавливаются в технической документации по обслуживанию, эксплуатации и ремонту, но не реже одного раза в 3 месяца.

6.1.18 Основным методом контроля за надежной и безопасной эксплуатацией технологических трубопроводов является периодическое техническое освидетельствование, которое проводится в установленном порядке.

6.1.19 Объем, методы и периодичность технических освидетельствований сосудов работающих под давлением должны быть определены изготовителем и указаны в руководстве по эксплуатации. В случае отсутствия таких указаний техническое освидетельствование должно проводится в соответствии с требованиями правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением (ПБ 03-576-03), (Постановление Госгортехнадзора РФ от 11.06.03 № 91) [1].

6.1.20 После капитального и среднего ремонта, а также ремонта связанного с вырезкой и переваркой участков трубопровода, заменой арматуры, наладкой опор и заменой тепловой изоляции, перед включением оборудования в работу должны быть проверены:

- отсутствие временных монтажных и ремонтных стяжек, конструкций и приспособлений, лесов;
- исправность неподвижных и скользящих опор и пружинных креплений, лестниц и площадок обслуживания трубопроводов и арматуры;
- размер затяжки пружин подвесок и опор;
- исправность индикаторов тепловых перемещений;
- возможность свободного перемещения трубопроводов при изменениях температурного режима;
- состояние дренажей и воздушников, предохранительных устройств;
- размер уклонов горизонтальных участков трубопроводов соответствие их положениям нормативной документации;
- легкость хода подвижных частей арматуры;
- соответствие показаний крайних положений запорной арматуры (открыто закрыто) на щитах управления ее фактическому положению;
- исправность тепловой изоляции;

- наличие полного комплекта ремонтной документации (схемы, формуляры, сварочная документация, протоколы металлографических исследований, акты приемки после ремонта и т.д.).

6.1.21 Арматура, ремонтировавшаяся в условиях мастерской, должна быть испытана на герметичность затвора, сальниковых, сильфонных и фланцевых уплотнений давлением равным 1,25 рабочего.

Арматура ремонтировавшаяся без вырезки из трубопровода, должна быть испытана на плотность рабочим давлением при пуске оборудования.

6.1.22 На каждом сосуде должна быть прикреплена табличка. Для сосудов наружным диаметром менее 325 мм допусается табличку не устанавливать. При этом все необходимые данные должны быть нанесены на корпус сосуда электрографическим методом.

6.1.23 Автоматическое управление, защита и сигнализация воздухоприготовительной установки, а также предохранительные клапаны должны систематически проверяться и регулироваться согласно требований инструкций предприятий – изготовителей и правил устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок воздухопроводов и газопроводов (ПБ 03-581-03), (Постановление Госгортехнадзора РФ от 05.06.03 № 60) [3].

6.1.24 Осушка сжатого воздуха для коммутационных аппаратов должна осуществляться термодинамическим способом.

Требуемая степень осушки сжатого воздуха обеспечивается при кратности перепада между номинальным компрессорным и номинальным рабочим давлением коммутационных аппаратов не менее двух для аппаратов с номинальным рабочим давлением 20 кгс/см2 (2 МПа) и не менее четырех для аппаратов с номинальным рабочим давлением 26-40 кгс/см2 (2,6-4 МПа).

В целях уменьшения влагосодержания рекомендуется дополнительно применять адсорбционные методы сушки сжатого воздуха.

6.1.25 Влага из всех воздухосборников компрессорного давления 40-45 кгс/см2 (4-4,5 МПа) должна удаляться не реже 1 раза в 3 сут, а на объектах без постоянного дежурства персонала – по утвержденному графику.

Днища воздухосборников и спускной вентиль должны быть утеплены и оборудованы устройством электроподогрева, включаемым на время, необходимое для таяния льда при отрицательных температурах наружного воздуха.

Удаление влаги из конденсатосборников групп баллонов давлением 230 кгс/см2 (23 МПа) должно осуществляться автоматически при каждом запуске компрессоров. Во избежание замерзания влаги нижние части баллонов и конденсатосборники должны быть установлены в теплоизоляционной камере с электроподогревом (за исключением баллонов, установленных после блоков очистки сжатого воздуха).

Продувка влагоотделителя блока очистки сжатого воздуха должна производится не реже 3 раз в сутки. Проверка степени осушки – точки росы воздуха на выходе из блока очистки должна производится 1 раз в сутки. Точка росы должна быть не выше минус 50°С при положительной

температуре окружающего воздуха и не выше минус 40°С – при отрицательной температуре.

6.1.26 Резервуары воздушных выключателей и других аппаратов, а также воздухосборники и баллоны должны удовлетворять положениям правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов работающих под давлением (ПБ 03-576-03), (Постановление Госгортехнадзора РФ от 11.06.03 № 91) [1], установленными органами государственного контроля и надзора.

Резервуары воздушных выключателей и других аппаратов высокого напряжения регистрации в органах государственного контроля и надзора не подлежат.

Внутренний осмотр и гидравлические испытания воздухосборников и баллонов компрессорного давления должны проводится в соответствии с правилами органов государственного контроля и надзора. Внутренний осмотр резервуаров воздушных выключателей и других аппаратов должен производится при среднем ремонте.

Гидравлические испытания резервуаров воздушных выключателей должны проводится в тех случаях, когда при осмотре обнаруживаютсяя дефекты, вызывающие сомнение в достаточной прочности резервуаров.

Внутренние поверхности резервуаров должны иметь антикоррозионное покрытие.

6.1.27 Сжатый воздух, используемый в воздушных выключателях и приводах других коммутационных аппаратов, должен быть очищен от механических примесей с помощью фильтров, установленных в распределительных шкафах каждого воздушного выключателя или на питающем привод каждого аппарата воздухопроводе. После окончания монтажа воздухоприготовительной сети перед первичным наполнением резервуаров воздушных выключателей и приводов других аппаратов должны быть продуты все воздухопроводы.

Для предупреждения загрязнения сжатого воздуха в процессе эксплуатации должны производится продувки:

Магистральных воздухопроводов при плюсовой температуре окружающего воздуха – не реже 1 раза в 2 мес;

Воздухопроводов отпаек от сети до распределительного шкафа и от шкафов до резервуаров каждого полюса выключателей и приводов других аппаратов с их отсоединением от аппарата - после каждого среднего ремонта аппарата;

Резервуаров воздушных выключателей - после текущего и среднего ремонта.

6.1.28 Гидроагрегаты работающие в режиме синхронного компенсатора, дожны быть готовы к немедленному автоматическому переводу в генераторный режим.

При работе гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора рабочее колесо турбины должно быть освобождено от воды.

Система охлаждения лабиринтных уплотнений радиально-осевых рабочих колес должна обеспечивать работу без повышения их температуры.

На гидроэлектростанциях, имеющих предтурбинные затворы, при переводе гидроагрегата в режим синхронного компенсатора предтурбинный затвор должен быть закрыт. Поддержание уровня воды под рабочим колесом, подкачка сжатого воздуха должны производиться автоматически

6.1.29 Порядок перевода гидроагрегатов в режим СК и обратно должен устанавливаться в соответствии с "Методическими указаниями по переводу гидроагрегатов в режим синхронного компенсатора" (Приложение В к стандарту «Гидротурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» СТО 093 (проект) [5]) и должен быть указан в местной инструкции.

6.1.30 Резервные насосы системы ТВС должны быть исправными и в постоянной готовности к пуску – с открытыми задвижками на входном и выходном трубопроводах.

Проверка их включения и плановый переход с работающего насоса на резервный должны производиться по графику, но не реже 1 раза в месяц.

6.1.31 При работе насосов системы ТВС должны соблюдаться следующие требования:

- агрегат должен работать спокойно и плавно, без стуков, ударов и ненормального шума в пределах рабочей зоны характеритсики;
- при работе агрегата не должно быть заедания и задевания вращающихся деталей о неподвижные, выбивания масла из корпусов подшипников, утечек перекачиваемых и охлаждающих жидкостей в местах соединения деталей;
- температура масла в масляных ваннах не должна превышать 60°С;
- нагрев корпусов подшипников, подпятника, корпуса насоса, электродвигателя и всех трущихся поверхностей деталей и узлов агрегата не должен превышать 65°С;
- через сальник насоса или торцевое уплотнение непрерывно должна протекать жидкость, температура сальника не должна превышать температуру окружающей среды более, чем на 25°С;
- напор и потребляемая мощность должны соответствовать величинам, указанным в рабочей характеристике насоса;
- величина вибрации не должна превышать действующих норм.

6.1.32 Вертикальная и поперечная составляющие вибрации (среднее квадратическое значение виброскорости или удвоенная амплитуда колебаний), измеренные на подшипниках электродвигателей, сочлененных с механизмами, не должны превышать значений, указанных в заводских инструкциях.

При отсутствии таких указаний в технической документации вибрация подшипников электродвигателей, сочлененных с механизмами, не должна быть выше следующих значений:

Таблица 1

Синхронная частота вращения, об/мин	3000	1500	1000	750 и менее
Удвоенная амплитуда колебаний подшипников, мкм	30	60	80	95

Для электродвигателей, сроки эксплуатации которых превышают 15 лет, допускается работа агрегатов с повышенной вибрацией подшипников электродвигателей в течение времени, необходимого для устранения причины повышения вибрации.

Нормы вибрации для этих условий не должны быть выше следующих значений:

Таблица 2

	3000	1500	1000	750 и менее
Синхронная частота вращения, об/мин				
Удвоенная амплитуда колебаний подшипников, мкм	50	100	130	160

Периодичность измерений вибрации ответственных механизмов должна быть установлена по графику, утвержденному техническим руководителем электростанции.

6.1.33 Центровку и балансировку насосного агрегата; снятие, ремонт и установку соединительных муфт (полумуфт электродвигателя и механизма) и выносных подшипников (включая подшипники, установленные на наружной части торцевых щитов, а также в грузонесущих крестовинах двигателей вертикального исполнения); ремонт вкладышей выносных подшипников скольжения электродвигателей, фундаментов и рамы, маслосистемы (при принудительной смазке подшипников), устройств подвода воздуха, а также воды к воздухоохладителям, обмоткам и другим элементам электродвигателя, охладителей, не встроенных в статор электродвигателей, должен производить персонал структурного подразделения ГЭС, обслуживающего приводимый механизм, или персонал организации, производящей ремонт оборудования на данной электростанции.

6.1.34 Профилактические испытания и измерения на электродвигателях должны быть организованы в соответствии с действующими объемом и нормами испытаний электрооборудования.

6.1.35 При эксплуатации системы маслоснабжения должны быть обеспечены:

- надежная работа технологических систем маслонаполненного обрудования ;
- надежность работы агрегатов на всех режимах;
- пожаробезопасность;
- поддержание нормальных качества масла и температурного режима;

- сбор и регенерация отработанных масел в целях повторного применения по прямому назначению;

- предотвращение протечек масла и попадания его в окружающую среду.

6.1.36 Запорная арматура, устанавливаемая на линиях системы смазки, регулирования и уплотнений генератора, ошибочное переключение которой может привести к останову или повреждению оборудования, должна быть опломбирована в рабочем положении.

6.1.37 Баки для сухого масла должны быть оборудованы воздухоосушительными фильтрами .

6.1.38 На электростанциях должен храниться постоянный запас нефтяного турбинного масла в количестве равном (или более) вместимости масляной системы самого крупного агрегата, и запас на доливки не менее 45 дневной потребности.

6.1.39 Прием из транспортных емкостей и подача трансформаторного или турбинного масел к оборудованию должны осуществлятся по раздельным трубопроводам, а при отсутствии маслопроводов – с применением передвижных емкостей или металлических бочек.

Транспортирование подготовленных к заливу в оборудование и отработанных масел должно осуществляться по раздельным трубопроводам; передвижные емкости, применяемые для этих целей, должны быть подготовлены в соответствии с действующими государственными стандартами.

Стационарные маслопроводы в нерабочем состоянии должны быть целиком заполнены маслом.

На трубопроводах, предназначенных для залива масла в оборудование, должны быть выполнены пробоотборные устройства непосредственно перед запорной арматурой на входе в оборудование.

Перед подачей подготовленных к заливу в оборудование масел в случае несоответствия качества масла в трубопроводе положениям нормативных документов, определяющих качество масел, предназначенных для залива в оборудование, трубопроводы должны быть опорожнены и очищены от загрязнений.

6.1.40 Подготовленные к заливу масла, отвечающие положениям действующих нормативных документов по их эксплуатации, должны заливаться в маслосистемы, не содержащие загрязнений, масляного шлама и принятые на чистоту.

6.1.41 Оборудование, входящее в состав установки пожарной защиты (насосы, трубопроводы, запорно-пусковая арматура, оросители, пеногенераторы, пожарные извещатели и т.п.), должно быть в постоянной готовности к работе, не иметь дефектов и по техническим параметрам соответствовать паспортным данным и техническим условиям.

6.1.42 Установки водяного пожаротушения применяются для гидрогенераторов, трансформаторов (автотрансформаторов, реакторов),

кабельных сооружений и маслонаполненного оборудования масляного хозяйства.

Для гидрогенератора допускается применять установки газового пожаротушения.

Генераторы и синхронные компенсаторы с воздушным охлаждением должны быть оборудованы системой пожаротушения распыленной водой или инертным газом.

6.1.43 Каждый пожарный насос не менее 2 раз в месяц должен подвергаться профилактическому обслуживанию и включаться для создания требуемого давления, о чем делается запись в оперативном журнале

6.1.44 За установками пожарной защиты должен быть установлен постоянный надзор со стороны работников ГЭС. Документ о закреплении зон обслуживания и оборудования за производственными подразделениями предприятия, определении численности персонала (бригады или группы) и лицах, ответственных за техническое обслуживание установок пожарной защиты и их готовность к работе, утверждается техническим руководителем ГЭС.

Установки пожаротушения должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации завода изготовителя, а также местных инструкций по эксплуатации.

6.1.45 Нормальная работа технических систем гидроэлектростанции должна быть обеспечена независимо от температуры окружающего воздуха.

6.2 Экологические требования

6.2.1 При разработке мероприятий по охране окружающей среды руководствуются следующими документами:

Законом «Об охране окружающей стреды» от 10.12.2002 №7-ФЗ; «Водным кодексом РФ», другими нормативными актами по вопросам охраны природных ресурсов.

6.2.2 При оценке негативного влияния используемого на гидроузле оборудования на окружающую среду, руководствуются нормативами допустимого воздействия на окружающую среду.

6.2.3 Возможными источниками воздействия технологического оборудования гидроузла на окружающую среду являются продукты загрязнений и аварийных выбросов: турбинное, трансформаторное, веретенное масло, консистентные смазки, изоляционное масло, вода, загрязненная продуктами горения при автоматическом пожаротушении, компрессорное масло. Технические системы ГЭС должны удовлетворять требованиям сбора, хранения и утилизации загрязнений, а именно должен быть обеспечено улавливание и организованный отвод замасленных стоков и залповых выбросов масла в систему замасленных стоков.

6.2.4 Для исключения попадания масла в окружающую среду должен быть организован контроль уровня масла в маслосодержащих узлах оборудования из которых возможна его утечка в систему технического водоснабжения.

6.2.5 На монтажной площадке в зоне проведения ревизии и ремонтных работ с повышающими трансформаторами предусматривают решетки и маслосборные приямки для сбора и отвода протечек масла.

6.2.6 Масло и вода, удаляемые при продувке влагомаслоотделителей и воздухосборников, отводятся в специально оборудованные устройства (сборники), исключающие загрязнение производственных помещений, стен здания и окружающей территории маслом.

6.2.7 Помещения основных сооружений гидроузла, помещения маслохозяйства и пристанционные площадки, где располагаются или ремонтируется маслонаполненное оборудование, должны оборудоваться специальной системой дренажа для сбора, последующей обработки и утилизации масел и замасленных стоков с учетом противопожарных требований.

6.2.8 В составе очистных сооружений замасленных стоков предусматриваются отстойники, фильтры, насосное оборудование для промывки фильтров, откачки загрязненного масла с последующим его использованием или утилизацией и перекачкой (выпуском) очищенного стока в нижний бьеф.

Отстойники принимаются горизонтального типа с числом секций не менее двух. Конструкция отстойника предусматривает улавливание и аккумуляцию залповых выбросов масла при авариях (пожаре), отвод

всплывающих нефтепродуктов в отдельную емкость с выпуском отстоенных (осветленных) сточных вод на фильтры.

Фильтры применяются заводского изготовления двух ступеней (грубой и тонкой очистки) с доведением конечного содержания нефтепродуктов в очищенной воде до 0,05 мг/л согласно требованиям санитарных норм для выпуска в водоем рыбохозяйственного значения.

6.2.9 Очистные сооружения замасленных стоков должны оснащаться необходимыми средствами измерения и химического контроля, обеспечивающими измерение обьемов сточных вод и их качества по контролируемым показателям.

6.2.10 Локальная организация мероприятий по сбору и удалению масла предусматривается в местах установки маслонаполненного оборудования и на площадках его ремонта путем устройства бортов, поддонов, сливных баков.

6.2.11 Производственные сточные воды, образующиеся на территории открытого маслосклада от мойки полов, которые могут быть загрязнены маслопродуктами, а также от вспомогательных поизводств, обеспечивающих эксплуатацию и ремонт основного оборудования, могут приниматься в систему канализации с сооружениями для биологической очистки с выполнением требований допустимых концентраций по нефтепродуктам.

6.2.12 Сброс масляноводяного конденсата при продувке компрессоров, воздухосборников, магистралей осуществляется через маслоулавливающие устройства.

Масляноводяной конденсат сбрасывается в системы замасленных стоков.

6.3. Аварийные ситуации на ГЭС. Требования к предупреждению и ликвидации последствий

6.3.1 Для непрерывной подачи воды к потребителям предусматривается 100%-ное резервирование по водозаборам, фильтрам, насосам, обеспечивающим расчетную подачу.

6.3.2 На электростанции должна быть предусмотрена возможность использования насосной станции откачки для осушения аварийно затопленных помещений электростанции, а также возможность применения погружных насосов для осушения самой насосоной станции в случае ее аварийного затопления.

6.3.3 Если выявлены аварийно-опасные дефекты оборудования или нарушения, влияющие на безопасную эксплуатацию, а также, если истек срок очередного технического освидетельствования, дальнейшая эксплуатация обследуемого оборудования запрещается.

Под аварийно-опасными дефектами следует понимать состояние, при котором:

- показатели надежного или безопасного состояния оборудования вышли за пределы, установленные нормами или правилами, по повреждение или разрушение еще не произошло;

- произошел отказ устройств контроля безопасного состояния (манометров, термометров, датчиков уровня и т.д.);

- требуется изменение режима, при котором возможно нарушение предела безопасности;

- отсутствуют дублирующие устройства и невозможно каким-либо способом компенсировать выход из работы основных защит или сигнальных устройств контроля безопасного состояния оборудования.

В этих случаях для предотвращения возможного повреждения оборудования, энергоустановка или ее часть должна быть немедленно выведена из работы оперативным персоналом самостоятельно, а при выявлении таких случаев контролирующими лицами (техническим руководителем ГЭС, лицами, ответственными за состояние и безопасную эксплуатацию) должен быть выдан запрет на дальнейшую работу энергоустановки или ее части.

Во всех случаях выявления эксплуатации с превышением критериев безопасного состояния должны приниматься незамедлительные меры по останову оборудования и производиться работа с лицами, допускающими такую эксплуатацию (специальное обучение, инструктажи, тренировки, проверка на профпригодность, внеочередные квалификационные проверки и др.).

6.3.4 Гидроагрегат должен быть разгружен или остановлен по согласованию с техническим руководителем гидроэлектростанции в следующих случаях:

- повышения уровня воды на крышке турбины сверх допустимого значения при отказе или недостаточной подаче насосов откачки;

- уменьшения подачи воды к турбинному подшипнику с водяной смазкой;

- нарушения нормальной работы вспомогательного оборудования, если устранение причин нарушения невозможно без останова агрегата.

6.4 Эксплуатация в особых условиях

6.4.1. При расчетном сейсмическом воздействии на оборудование технологических систем должно обеспечиваться отсутствие:

- ситуаций угрожающих безопасности персонала;
- взрыво-пожароопасной обстановки;
- затопления помещений;
- вредных воздействий на окружающую среду и водные бассейны верхнего и нижнего бьефов.

6.4.2 Работоспособность систем следует восстанавливать после землетрясения как путем проведения ремонтных, ремонтно-восстановительных работ, так и путем замены поврежденных изделий новыми.

6.4.3 При шугообразовании, для обеспечения бесперебойной работы системы технического водоснабжения, допускается сброс шуги через гидротурбины с частичным или полным удалением решеток при возникновении угрозы забивки шугой решеток и образования перепадов, превышающих проектные величины.

7 Возможные неисправности и их устранение

7.1 При обнаружении свищей, трещин в трубопроводах, а также на их арматуре аварийный участок должен быть отключен.

Если при отключении невозможно резервировать аварийный участок, то оборудование, связанное с этим участком, должно быть остановлено.

7.2 Трубы, элементы трубопроводов и арматуры, в том числе литой (корпуса задвижек, вентили , клапаны и т.п.), подлежат отбраковке если:

- при ревизии на поверхности были обнаружены трещины, отслоения, деформации (гофры, вмятины, вздутия и т.п.);
- в результате воздействия среды толщина стенки стала ниже проектной и достигла величины, определяемой расчетом на прочность без учета прибавки на коррозию (отбраковочный размер);
- изменились механические свойства металла;
- при контроле сварных швов обнаружены дефекты, не подлежащие исправлению;
- размеры резьбовых соединений вышли из поля допусков или на резьбе имеются срывы витков, трещины, коррозионный износ;
- трубопровод не выдержал гидравлического или пневматического испытаний;
- уплотнительные элементы износились и не обеспечивают безопасное ведение технологического процесса.
- 7.3 Фланцы отбраковываются при:
- неудовлетворительном состоянии привалочных поверхностей;
- наличии трещин, раковин и других дефектов;
- деформации;
- уменьшении толщины стенки воротника фланца до отбраковочных размеров трубы;
- срыве, смятии и износе резьбы в резьбовых фланцах высокого давления, а также пр наличии люфта в резьбе, превышающего допустимые пределы. Линзы и прокладки овального сечения отбраковываются при наличии трещин, забоин, сколов, смятии уплотнительных поверхностей, деформации.

7.4 Крепежные детали отбраковываются:

- при появлении трещин, срыва или коррозионного износа резьбы;
- в случаях изгиба болтов и шпилек;
- при остаточной деформации, приводящей к изменению профиля резьбы;
- в случае износа боковых граней головок болтов и гаек;
- в случае снижения механических свойств металла ниже допустимого уровня.

7.5 Работа нососного агрегата не допускается при появлении недопустимых вибрации и шума, срывной кавитации, увеличении биения вала в подшипниках, увеличения утечек масла, неисправностей в

электродвигателе, прекращении подачи воды на подшипники насоса и на охлаждение электродвигателя. Допустимые предельные величины в соответствии с инструкциями заводов изготовителей и с действующими стандартами.

7.6 Электродвигатели должны быть немедленно отключены от сети при несчастных случаях с людьми, появлении дыма или огня из корпуса электродвигателя, его пусковых и возбудительных устройств, шкафов регулируемого электропривода, поломке приводимого механизма.

Электродвигатель должен быть остановлен после пуска резервного (если он имеется) в случаях:

- появления запаха горелой изоляции;
- резкого увеличения вибрации электродвигателя или механизма;
- недопустимого возрастания температуры подшипников;
- перегрузки выше допустимых значений;
- угрозы повреждения электродвигателей (заливание водой, ненормальный шум и др.).

7.7 Компрессор немедленно останавливается в следующих случаях:

- специально предусмотренных в инструкции завода изготовителя;
- если манометры на любой ступени компрессора, а также на нагнетательной линии показывает давление выше допустимого;
- если манометр системы смазки механизма движения показывает давление ниже допустимого нижнего предела;
- при внезапном прекращении подачи охлаждающей воды или другой аварийной неисправности системы охлаждения;
- если слышны стуки, удары в копрессоре или двигателе или обнаружены их неисправности, которые могут привести к аварии;
- если температура сжатого воздуха выше предельно допутсимой нормы, установленной паспортом завода изготовителя;
- при пожаре;
- при появлении запаха гари или дыма из компрессора или электродвигателя;
- при заметном увеличении вибрации компрессора, электродвигателя или других узлов.

7.8 Сосуд должен быть немедленно остановлен в случаях, предусмотренных инструкцией по режиму работы и безопасному обслуживанию, в частности:

- если давление в сосуде поднялось выше разрешенного и не снижается, несмотря на меры , принятые персоналом;
- при выявлении неисправности предохранительных устройств от повышения давления;
- при обнаружении в сосуде и его элементах, работающих под давлением, неплотностей, выпучин, разрыва прокладок;
- при неисправнсти манометра и невозможности определить давленибе по другим приборам;

- при снижении уровня жидкости ниже допустимого в сосудах с огневым обогревом;
- при выходе из строя всех указателей уровня жидкости;
- при неиправности предохранительных блокировочных устройств;
- при возникновении пожара, непосредственно угрожающего сосуду, находящемуся под давлением.

Порядок аварийной остановки сосуда и последующего ввода его в работу должен быть указан в инструкции.

8 Охрана труда (правила безопасности)

8.1 Безопасность производства эксплуатационных и ремонтных работ обеспечивается в соответствии с требованиями СТО «Гидроэлектростанции. Охрана труда (правила безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании сооружений и оборудования ГЭС. Нормы и требования» СТО 091 (проект) [6].

8.2 Ремонт и очистка оборудования и трубопроводов, находящихся под давлением, не допускается.

8.3 Ремонт сосудов и их элементов, находящихся под давлением не допускается.

8.4 Не допускается применять для очистки воздухосборников, влагомаслоотделителей и другого оборудования горючие и легковоспламеняющие жидкости.

8.5 Не допускается хранение легковоспламеняющихся жидкостей в помещении машинного зала компрессорной установки.

8.6 При внутреннем осмотре, чистке или ремонте влагомаслоотделителей, воздухогазосборников или других аппаратов их следует отключить от соответствующей сети заглушками с хвостовиками, полностью освободить от оставшегося там газа или воздуха и продуть чистым воздухом в течение 10 мин (не менее).

Все люки аппарата во время нахождения внутри работающего следует открыть и весь аппарат непрерывно вентилировать.

Работника для работ внутри аппарата необходимо снабдить спецодеждой (комбинезоном) и защитными очками. Внутренний осмотр, читска и ремонт аппарата следует производить не менеее, чем двумя работниками, из которых один должен находиться снаружи и непрерывно следить за нормальным состоянием работающего внутри работника.

Работы внутри аппарата могут производится только по разрешению лица, ответственного за безопасную эксплуатацию, который должен проинструктировать работающих в соответствии с требованиями НД по промышленной безопасности.

8.7 При работе внутри сосуда (внутренний осмотр, ремонт, чистка и т.п.) должны применяться безопасные светильники на напряжение не выше 12В, а во взрывоопасных средах- во взрывобезопасном исполнении. При необходимости должен быть произведен анализ воздушной среды на отсутсвие вредных или других веществ, превышающих предельно-допустимые концентрации. Работы внутри сосуда должны выполняться по наряду-допуску.

8.8.Применение открытого огня в помещении компрессорной станции не допускается. Производство монтажных и ремонтных работ с применением открытого огня и электросварки в помещении компрессорной станции производится в соответствии с требованиями нормативно- техничсекой документации на проведение этих работ.

8.9 Аппараты и трубопроводы с температурой рабочей поверхности выше +45°С , располагаемые на рабочих местах и в местах основных проходов, должны иметь тепловую изоляцию. Стенки цилиндров компрессора изоляции не подлежат.

8.10 Ремонт трубопроводов, арматуры и элементов дистанционного управления арматурой, установка и снятие заглушек, отделяющий ремонтируемый участок трубопровода, должны выполняться только по наряду – допуску.

Приложение А

(Рекомендуемое)

Методические указания по составлению местных инструкций по эксплуатации гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенератора

Настоящие Методические указания устанавливают порядок составления производственных инструкций по эксплуатации гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенератора конкретных гидроэлектростанций с учетом местных условий.

Методические указания предназначены для применения на всех гидроэлектростанциях РАО "ЕЭС России".

А.1 Общая часть

А.1.1 В Методических указаниях даются рекомендации по составлению местных инструкций по эксплуатации и обслуживанию гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенератора при различных режимах работы.

Вопросы эксплуатации гидромеханического и вспомогательного оборудования, аппаратуры автоматики, КИП и защит рассмотрены в объеме их участия в обеспечении надежной работы гидроагрегата.

А.1.2 В местной инструкции по эксплуатации гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенератора должны быть приведены:

- краткая характеристика оборудования установки;
- критерии и пределы безопасного состояния и режимов работы оборудования;
- порядок подготовки к пуску; порядок пуска, останова и обслуживания оборудования во время нормальной эксплуатации, после ремонта и в аварийных режимах;
- порядок допуска к осмотру, ремонту и испытаниям оборудования;
- требования по безопасности труда, взрыво- и пожаробезопасности, специфические для данной установки.

А.1.3 Инструкции должны пересматриваться не реже одного раза в 5 лет.

В случае изменения состояния или условий эксплуатации оборудования соответствующие дополнения должны быть внесены в инструкции и доведены до сведения работников, для которых обязательно знание этих инструкций, о чем должна быть сделана запись в журнале распоряжений.

Во всех случаях все изменения должны быть подписаны лицом, которое их внесло; должна быть указана дата внесения изменения.

При пересмотре документа на титульном листе ставится отметка "Пересмотрено", дата и подпись главного инженера гидроэлектростанции.

Перечень нормативно-технических документов, рекомендуемых для использования при составлении местных инструкции по эксплуатации гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенератора, приводится в приложении.

А.2 Краткая характеристика оборудования

А.2.1 В инструкции дается перечень и характеристики узлов гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенератора:

- турбина (рабочее колесо, вал, статор, крышка турбины, направляющий аппарат и подшипник);
- турбинные водоводы (спиральная камера, отсасывающая труба);
- устройства питания собственных нужд гидротурбинной установки электроэнергией, водой, маслом и воздухом;
- дренажные устройства турбины;
- лекажные устройства системы регулирования и смазки;
- система охлаждения гидроагрегата;
- система осушения проточной части;
- аэрационные устройства турбинных водоводов;
- устройства и оборудование для отжатия воды из камеры рабочего колеса для гидроагрегатов, используемых в режиме синхронных компенсаторов (СК);
- автоматический регулятор частоты вращения (скорости) гидротурбины;
- маслонапорная установка с насосами и маслопроводами;
- затворы гидротурбинного блока (ремонтные и аварийные) с подъемными механизмами;
- сороудерживающие решетки;
- решеткоочистное оборудование и устройства для защиты гидротурбины от шуги (льда);
- механическая часть генератора, включающая генераторный вал, направляющие подшипники, подпятник, несущие крестовины, фундаментные крепления статора генератора, тормозную систему и систему смазки и охлаждения подшипников;
- аппаратура автоматики гидротурбины и механической части генератора;
- устройства управления, сигнализации и контроля работы механизмов установки и пр.

По каждому виду оборудования должны быть кратко указаны соответственно: название, тип, мощность, частота вращения,

производительность, диаметры, давление, емкость и другие основные и характерные для него параметры.

А.3 Критерии и пределы безопасного состояния режимов работы оборудования

А.3.1 Эксплуатация и ремонт гидротурбинного оборудования и механической части гидрогенератора ГЭС должны отвечать требованиям стандарта Гидроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования [7].

А.3.2 Режимы работы гидроагрегата должны назначаться, исходя из показателей надежности, заданных заводами-изготовителями и выявленных в процессе эксплуатации.

А.3.3 На основании данных заводов-изготовителей оборудования, результатов, полученных за несколько лет эксплуатации, устанавливаются предельные значения нагрузок, протечек, утечек, вибраций, биений вала, температур, давлений, при превышении которых работа гидроагрегатов не допускается. Эти значения вносятся в местную инструкцию по эксплуатации гидроагрегатов, которая должна быть подписана начальником цеха и утверждена главным инженером гидроэлектростанции. Места измерений указанных параметров на гидроагрегате с целью их контроля должны быть постоянны и зафиксированы.

А.3.4 В местной инструкции по эксплуатации должны быть указаны предельные значения перечисленных показателей, характеризующих работу гидроагрегата, и необходимые действия персонала, а также работа средств автоматики в случае превышения этих значений.

К таким показателям относятся: напор, мощность, вакуум в отсасывающей трубе; перепад давления на сороудерживающих решетках; высота отсасывания при разных нагрузках, напорах и уровнях нижнего бьефа; температура сегментов опорных и упорных подшипников; температура масла системы смазки; температура меди и железа статора генератора; перепад температур "горячего и холодного" воздуха генератора; биение вала у шейки турбинного и генераторного подшипников; вибрация опорных узлов; расход воды на смазку турбинного подшипника; давление в системе регулирования; уровни масла в котле и баке маслонапорной установки (МНУ); уровни масла в ваннах подшипников; уровни масла в емкостях системы смазки горизонтальных гидроагрегатов, гарантии регулирования.

А.3.5 Для возможности осуществления контроля, поддержания в заданных пределах и выполнения необходимых действий при обнаружении неисправности на все масляные резервуары агрегата (котел и бак МНУ, ванны подшипников и подпятников, лекажный бак) должны быть нанесены и зафиксированы в местной инструкции нормальные и допустимые пределы изменения уровней масла.

А.3.6 Для осуществления нормальной эксплуатации и контроля за работой турбины, механической части гидрогенератора и вспомогательного оборудования они должны быть оборудованы следующими контрольно-измерительными устройствами:

А.3.6.1 Гидротурбины — манометрами для измерения давления в спиральной камере, перед рабочим колесом, а также мановакуумметром для измерения давления в отсасывающей трубе; устройствами контроля смазки подшипников, уровня воды на крышке турбины, указателями положения стационарных аварийных затворов перед турбиной (при их наличии) и перепада давления на сороудерживающих решетках; на ГЭС должны быть установлены и действовать устройства для дистанционного измерения уровней верхнего и нижнего бьефов и измерения напора.

А.3.6.2 Регуляторы частоты вращения — указателями частоты вращения турбины, открытия направляющего аппарата, угла разворота лопастей рабочих колес у турбин поворотно-лопастного типа; положения ограничителя открытия; шкалами с указателями положения механизмов остающейся степени неравномерности и изменения частоты вращения; манометрами для контроля состояния фильтров.

А.3.6.3 Маслонапорная установка—устройством контроля давления масла в котле МНУ; реле давления, действующим на включение рабочего насоса, резервного насоса, останов агрегата при снижении давления в котле до предельно допустимого значения, на отключение маслонасосов; масломерным стеклом на котле; устройством контроля уровня масла в сливном баке, действующим на сигнал при снижении уровня масла в баке до аварийно низкого и при повышении уровня выше допустимого.

А.3.6.4 Сливные трубопроводы охлаждающей воды пяты и направляющих подшипников генератора — струйными реле или датчиками струи, а масляные ванны — указателями и датчиками уровня масла.

А.3.7 Для контроля теплового состояния механизмов гидроагрегата должны быть предусмотрены устройства, позволяющие измерять и регистрировать температуру сегментов подпятника, направляющих подшипников гидроагрегата и масла в системе смазки подшипников.

А.3.8 При использовании для торможения технического воздуха воздухосборники должны быть оборудованы устройствами, обеспечивающими автоматическое поддержание давления воздуха, и иметь сигнализацию минимально допустимого давления.

А.3.9 Предтурбинные затворы, как правило, должны автоматически закрываться как при обычном, так и при аварийном останове агрегата; на пульте управления ГЭС должны быть указатели крайних положений затвора: "Полностью открыт", "Полностью закрыт".

А.3.10 Для сигнализации о неисправностях и о нарушении нормальной работы, а также защиты от повреждений и развития аварийного состояния механическая часть гидроагрегата должна быть оборудована следующими защитами и сигнализациями:

- гидромеханическими защитами, действующими на включение резерва (при его наличии) и предупредительной сигнализации — при снижении давления масла в котле МНУ до уставки включения резервного насоса, снижении уровня масла в сливном баке МНУ, снижении уровня масла в ванне генераторного подшипника, снижении уровня масла в ванне подпятника, снижении расхода воды на охлаждение подпятника и генераторных подшипников, снижении расхода воды на смазку подшипника турбины, повышении температуры подшипников и сегментов подпятника, поломке разрывных устройств лопаток направляющего аппарата, повышении уровня воды на крышке турбины, а на капсульных агрегатах — в капсуле при переполнении лекажного бака агрегата, снижении уровня масла в расходном баке смазки капсульного агрегата и включении резервного насоса смазки, переполнении нижнего (сливного) бака смазки капсульных агрегатов;

- гидромеханическими защитами, действующими на останов гидроагрегата и включение аварийной (световой и звуковой) сигнализации — при повышении температуры подшипников и подпятников выше допустимой, снижении расхода воды на смазку подшипника турбины ниже допустимого, снижении давления масла в котле МНУ ниже допустимого, закрытии затвора перед турбиной (или сбросе затвора на напорном бассейне) работающего агрегата, снижении уровня масла в расходном баке смазки ниже аварийно низкого для капсульных агрегатов, повышении частоты вращения при сбросе нагрузки до уставки срабатывания защиты от разгона.

А.4 Организация эксплуатации

А.4.1 На ГЭС приказом руководителя должны быть назначены лица, ответственные за состояние и безопасную эксплуатацию всех элементов энергоустановок, а также определены должностные обязанности всего персонала по следующим направлениям:

- управлению технологическими процессами;
- организации надзора за техническим состоянием оборудования, зданий и сооружений;
- разработке, организации и учету выполнения мероприятий, обеспечивающих безопасную и экономичную эксплуатацию объекта;
- расследованию и учету всех нарушений в эксплуатации;
- контролю за соблюдением требований нормативно-технических документов по эксплуатации, ремонту и наладке.

А.4.2 Персонал технических служб должен производить периодическое техническое освидетельствование оборудования не реже одно раза в 5 лет.

В объем периодического технического освидетельствования на основании действующих нормативно-технических документов должны быть включены: наружный и внутренний осмотры, проверка технической документации, испытания в целях обеспечения безопасности работы оборудования (гидравлические испытания, настройка предохранительных клапанов и т.п.).

Целью технического освидетельствования является оценка состояния и выработка мероприятий, направленных на обеспечение безопасности работы оборудования.

А.4.3 Если выявлены аварийно-опасные дефекты энергоустановок или нарушения, влияющие на безопасную эксплуатацию, а также если истек срок очередного технического освидетельствования, дальнейшая эксплуатация обследуемого объекта запрещается.

Под аварийно-опасными дефектами следует понимать состояние, при котором:

- показатели надежного или безопасного состояния оборудования вышли за пределы, установленные нормами или правилами, по повреждение или разрушение еще не произошло;

- произошел отказ устройств контроля безопасного состояния (манометров, термометров, датчиков уровня и т.д.);

- требуется изменение режима, при котором возможно нарушение предела безопасности;

- отсутствуют дублирующие устройства) и невозможно каким-либо способом компенсировать выход из работы основных защит или сигнальных устройств контроля безопасного состояния объекта.

В этих случаях для предотвращения возможного повреждения оборудования энергоустановка или ее часть должна быть немедленно выведена из работы оперативным персоналом самостоятельно, а при выявлении таких случаев контролирующими лицами (представителями Госинспекции по эксплуатации электростанций и сетей, лицами, ответственными за состояние и безопасную эксплуатацию и др.) должен быть выдан запрет на дальнейшую работу энергоустановки или ее части.

Во всех случаях выявления эксплуатации с превышением критериев безопасного состояния должны приниматься незамедлительные меры по останову оборудования и производиться работа с лицами, допускающими такую эксплуатацию (специальное обучение, инструктажи, тренировки, проверка на профпригодность, внеочередные квалификационные проверки и др.).

А.4.4 Постоянный контроль за техническим состоянием оборудования должен обеспечиваться оперативным, оперативно-ремонтным и ремонтным персоналом.

Периодический осмотр оборудования должны производить лица, ответственные за его состояние и безопасную эксплуатацию. Периодичность осмотра должна быть установлена главным инженером гидроэлектростанции, результаты осмотра должны фиксироваться в специальном журнале.

А.5 Техническое обслуживание гидроагрегата под нагрузкой

А.5.1 Общие требования

А.5.1.1 Техническое обслуживание действующего оборудования электростанций предусматривает выполнение комплекса операций по осмотру, контролю, смазке, регулировке, не требующих вывода его в текущий ремонт.

А.5.1.2 Объем технического обслуживания и планово-предупредительных ремонтов должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния энергоустановок, периодического их восстановления и приведения в соответствие с меняющимися условиями работы.

А.5.1.3 Состав работ по техническому обслуживанию и периодичность (график) их выполнения для каждого вида оборудования устанавливается с учетом требований завода-изготовителя и местных условий.

А.5.1.4 Назначаются ответственные исполнители технического обслуживания в зависимости от содержания работ (эксплуатационный или ремонтный персонал).

А.5.1.5 Заводятся журналы по техническому обслуживанию по видам оборудования, в которые должны вноситься сведения о выполненных работах по техническому обслуживанию и исполнителях.

Указанные документы должны быть проработаны с персоналом и находиться на рабочих местах.

А.5.1.6 Гидроагрегаты должны работать в режиме автоматического регулирования. Перевод регуляторов гидротурбин в режим работы на ограничителе открытия или на ручное управление, допускается в исключительных случаях по разрешению главного инженера ГЭС по согласованию с диспетчером энергосистемы.

А.5.1.7 Работающий гидроагрегат должен быть немедленно остановлен действием защит или персоналом в следующих случаях:

- пожара в генераторе;
- снижения давления масла в системе регулирования ниже допустимого предела;
- снижения уровня масла в ваннах пяты, подшипников и масловоздушном котле МНУ ниже установленного минимума;
- повышения температуры сегментов подшипников и подпятника гидроагрегата сверх допустимого предела;
- прекращения подачи воды на смазку турбинного подшипника;
- повышения частоты вращения ротора гидроагрегата сверх значения, установленного заводами-изготовителями;
- обрыва троса обратных связей в системе регулирования;
- выхода из строя системы управления лопастями поворотно-лопастных турбин.

Кроме того, гидроагрегат должен быть немедленно остановлен в других случаях, оговоренных местными инструкциями с учетом конструктивных особенностей гидроагрегата.

А.5.1.8 Гидроагрегат должен быть разгружен или остановлен по согласованию с главным-инженером гидроэлектростанции в следующих случаях:

- выявления неисправности технологических защит, действующих на останов оборудования;
- неисправной работы системы регулирования;
- появления стуков и необычных шумов в проточной части гидротурбины или внутри генератора;
- увеличении биений вала гидроагрегата и вибрации опорных узлов агрегата, маслопроводов и золотников системы регулирования;
- повышения уровня воды на крышке турбины сверх допустимого значения при отказе или недостаточной подаче насосов откачки;
- уменьшения подачи воды к турбинному подшипнику с водяной смазкой;
- нарушения нормальной работы вспомогательного оборудования, если устранение причин нарушения невозможно без останова агрегата.

А.5.2 Обслуживание оборудования, работающего под нагрузкой

А.5.2.1 Оперативный персонал во время работы гидроагрегата должен выполнять следующие работы:

- регулярно осматривать все оборудование; периодичность и объем осмотров устанавливаются местной инструкцией;
- регулярно заполнять суточную ведомость; объем контролируемых параметров и периодичность измерений устанавливаются местной инструкцией;
- регулярно производить чистку масляных и водяных фильтров;
- периодичность чистки фильтров устройств и технология устанавливаются местной инструкцией;
- следить за положением указательных реле на панели сигнализации (нормально флажок всех указательных реле должен быть поднят;
- следить за работой регулятора частоты вращения гидроагрегата, отсутствием качаний, толчков и заеданий в механизмах;
- производить в соответствии с графиком чистку фильтров колонки регулятора частоты вращения гидроагрегата; последовательность операций при чистке должна быть указана в местной инструкции;
- наблюдать за показаниями манометра, измеряющего давление перед побудительным золотником на колонке регулятора частоты вращения; если давление по манометру начинает снижаться, необходимо произвести внеочередную чистку фильтров колонки;
- производить смазку узлов оборудования в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером;

- поддерживать в заданных пределах температуру охлаждающего воздуха генератора.

А.5.2.2 При работе предупредительной сигнализации дежурный персонал должен немедленно принять меры, чтобы не допустить достижения рабочими параметрами гидроагрегата значений, которые могут вызвать его отключение.

А.5.2.3 При обнаружении каких-либо неисправностей в работе основного оборудования или отклонения показаний приборов от нормальных значений следует немедленно выяснить и устранить вызвавшие их причины.

А.5.2.4 Дежурный персонал ГЭС обязан проверять состояние резервных гидроагрегатов наравне с работающими агрегатами и поддерживать готовность их к немедленному пуску.

А.5.3 Обслуживание гидроагрегата после ремонта

А.5.3.1 Общие требования

Объем технического обслуживания и планово-предупредительных ремонтов должен определяться необходимостью поддержания работоспособного состояния энергоустановок, периодического их восстановления и приведения в соответствие с меняющимися условиями работы.

Поэтому персонал гидроэлектростанции ведет работу по уточнению сроков службы отдельных узлов и деталей и на основании этого вносит в соответствующую документацию исправления. Такая работа позволяет, с одной стороны, сократить затраты на техническое обслуживание и ремонт, сокращая объемы и увеличивая межремонтный период, а с другой — своевременно принять меры по модернизации оборудования для обеспечения необходимой долговечности.

Поскольку со временем на каждой ГЭС меняются условия эксплуатации, вызываемые графиком нагрузки, степенью износа оборудования и др., работа по уточнению объемов и сроков технического обслуживания и ремонта носит систематический характер.

Приемка оборудования из капитального или среднего ремонта начинается еще во время его ремонта по мере готовности отдельных узлов и механизмов. В этот период руководители работ предприятий и организаций, участвующих в ремонте, предъявляют приемочной комиссии документацию, составленную в процессе ремонта: карты измерений, протоколы испытаний, ведомость выполненных работ, сертификаты на использованные в процессе ремонта материалы и запасные части; производится опробование механизмов.

По результатам осмотра агрегата, испытаний и опробования механизмов, проверки и анализа предъявленной документации приемочная комиссия дает разрешение на его пуск и опробование под нагрузкой в течение 48 ч.

Продолжительность испытания под нагрузкой в течение 48 ч определена в результате длительной практики. В течение этого срока достигается стабильная работа энергооборудования при номинальной нагрузке и номинальных рабочих параметрах.

Для четкого регламентирования взаимоотношений между ремонтной организацией и заказчиком, а также между электростанцией и диспетчерской службой следует руководствоваться требованиями действующих стандартов, в которых установлены критерии окончания ремонтных работ и перехода энергетического оборудования из состояния ремонта в состояние работы.

А.5.3.2 Подготовка к пуску гидроагрегата

А.5.3.2.1 До начала подготовки к пуску после капитального (текущего) ремонта должны быть закончены все ремонтные работы, о чем руководством цеха (участка) должна быть сделана запись в журнале распоряжений. Гидроагрегат подготавливается к пуску оперативным персоналом при участии ремонтного персонала.

А.5.3.2.2 Наладочные работы на гидроагрегате должны выполняться по специальной программе, утвержденной главным инженером ГЭС (каскада ГЭС).

А.5.3.2.3 Заполнение маслом и воздухом МНУ осуществляется по программе, составленной конкретно для каждой ГЭС

При составлении такой программы рекомендуется следующая последовательность операций:

- сливной бак МНУ заполняется маслом до уровня его опорного фланца;
- маслонасосом нагнетается масло до рабочего уровня в котле МНУ;
- вентиль впуска воздуха в котел МНУ открывается и поднимается давление до 15-20% рабочего; значение давления для каждой конкретной ГЭС указывается в местной инструкции;
- для заполнения маслопроводов системы регулирования открывается напорная задвижка котла МНУ, но при этом давление в котле МНУ в пределах 15-20% рабочего поддерживается периодическим включением вручную одного из насосов МНУ; одновременно ведется контроль за уровнем масла в котле; по окончании этой операции давление в котле МНУ устанавливается в пределах 15-20% рабочего;
- после заполнения маслопроводов для удаления воздуха из системы регулирования механизмом ручного регулирования (ограничителем открытия) производится плавное перемещение направляющего аппарата в пределах полного хода от закрытия до открытия и обратно; необходимо сделать 4-5 циклов перемещений направляющего аппарата на открытие-закрытие; на турбинах поворотно-лопастного типа при выполнении этих операций должна быть включена комбинаторная зависимость;
- по окончании операций, связанных с заполнением системы регулирования маслом, маслонапорная установка приводится в рабочее

состояние наполнением масловоздушного котла до рабочего уровня и воздухом до рабочего давления, а также сливного бака маслом до нормального уровня;

- оперативный персонал осматривает систему регулирования в целях определения протечек масла и их устранения.

А.5.3.2.4 После окончания капитального ремонта гидроагрегата и подъема давления в системе регулирования при опорожненной от воды спиральной камере или осушенном водоводе горизонтального гидроагрегата производятся следующие наладочные работы:

- настройка реле давления масла в котле МНУ;
- настройка реле уровня масла в котле и баке МНУ;
- установка времени перемещения регулирующих органов;
- проверка работы системы смазки гидроагрегата;
- проверка действий схемы автоматики, защитных устройств и сигнализации гидроагрегата.

А.5.3.2.5 По окончании наладочных работ дежурный персонал обязан проверить их завершение по имеющимся нарядам и записям о допуске к работам, проверить устранение всех дефектов и замечаний по работе оборудования, относящегося к данному гидроагрегату, записанных в журнале дефектов оборудования, и приступить к дальнейшей подготовке агрегата к пуску.

А.5.3.2.6 Дежурный персонал при подготовке гидроагрегата к пуску должен выполнить ряд операций, перечень которых должен быть приведен в местной инструкции.

Ниже дается примерный перечень необходимых операций:

- убедиться, что люки в проточную часть гидротурбин плотно закрыты и закреплены;
- убедиться, что задвижки слива воды из спиральной камеры в отсасывающую трубу открыты;
- убедиться, что направляющий аппарат закрыт;
- закрыть задвижку сброса воды из отсасывающей трубы и подводящей камеры горизонтальных гидротурбин;
- заполнить отсасывающую трубу водой и обеспечить подъем затворов со стороны нижнего бьефа в соответствии с местной инструкцией;
- закрыть задвижку слива воды из спиральной камеры после поднятия затворов со стороны нижнего бьефа;
- убедиться в том, что нет протечек через крышку люка отсасывающей трубы;
- проверить наличие рабочего давления в магистралях системы регулирования, системах технического водоснабжения и воздуха;
- собрать систему торможения гидроагрегата, продуть ее и убедиться в том, что тормозные колодки полностью отошли от тормозного диска;
- убедиться в том, что электрические схемы электродвигателей всех насосов гидроагрегатов приведены в рабочее положение, и кратковременным включением проверить исправность насосных агрегатов;

- убедиться в том, что задвижки и вентили системы регулирования находятся в положении, соответствующем рабочему состоянию гидроагрегата;

- убедиться в том, что подан оперативный ток к системам автоматики и сигнализации;

- проверить положение задвижек и вентилей системы смазки и охлаждения подшипников и гидрогенератора;

- убедиться в том, что масляные ванны гидроагрегата и масленки для смазки основного и вспомогательного оборудования заполнены маслом, проверить исправность и правильность подключения указательной аппаратуры вспомогательного оборудования;

- проверить исправность телефонной связи, рабочего и аварийного освещения рабочих мест, а также наличие необходимого противопожарного инвентаря;

- опробовать в действии и поставить на "автомат" ключи управления лекажным и дренажным насосами;

- произвести заполнение водой спиральной камеры гидротурбины; порядок заполнения должен быть указан в местной инструкции;

- осмотреть люк в спиральную камеру и оборудование шахты гидротурбины и убедиться в отсутствии протечек воды после заполнения водой спиральной камеры;

- опробовать в действии и поставить на "автомат" ключ управления насосами принудительной смазки подпятника гидроагрегата (при ее наличии);

- опробовать в действии и поставить на "автомат" ключ управления насосами принудительной смазки подшипника горизонтального агрегата (при ее наличии);

- поднять все флажки указательных реле на панели сигнализации; если флажок не поднимается, выяснить и устранить причину, вызвавшую срабатывание указательных реле;

- проверить чистоту рабочих мест и оборудования;

- записать в оперативную ведомость показания приборов теплового контроля гидроагрегата;

- произвести смазку шарниров направляющего аппарата.

А.5.3.3 Условия, запрещающие пуск гидроагрегата

А.5.3.3.1 Пуск гидроагрегата запрещается при:

- напоре, выходящем за пределы допустимых значений, установленных заводом-изготовителем турбин;

- неисправности любой из защит, действующих на останов гидроагрегата;

- неисправности дистанционного управления задвижками и затворами, используемыми при ликвидации аварийных ситуаций;

- дефектах системы регулирования гидроагрегата, в результате которых не обеспечивается выполнение гарантий регулирования и нормальное управление гидроагрегатом;

- неисправности устройств дистанционного управления аварийными затворами, клапанов срыва вакуума, системы торможения гидроагрегата;

- уровнях масла в ваннах пяты и подшипников, сливном баке и масловоздушном котле маслонапорной установки ниже установленной нормы;

- качестве масла систем смазки и регулирования, не удовлетворяющем нормам на эксплуатационные масла, и при температуре масла ниже установленного предела.

А.5.3.4 Пуск гидроагрегата

А.5.3.4.1 При опробовании механизмов после ремонта гидроагрегата пуск его производится на ручном управлении. При этом дежурный персонал должен выполнить следующие операции:

- убедиться в том, что подготовительные работы выполнены, а все вспомогательное оборудование агрегата находится в режиме работы на "автомате";

- убедиться в том, что смазка турбинного подшипника обеспечена;

- установить лопасти рабочего колеса в пусковое положение;

угол разворота лопастей должен быть указан в местной инструкции.

Примечание - На высоконапорных гидротурбинах при наличии турбинного затвора открытию направляющего аппарата должны предшествовать следующие операции: открытие байпаса турбинного затвора и заполнение водой спиральной камеры турбины; открытие затвора после выравнивания давления по обе его стороны; отвести вручную ограничитель открытия направляющего аппарата до пускового положения; значение пускового открытия должно быть указано в местной инструкции;

- следить за скоростью возрастания частоты вращения агрегата;

- установить нормальную частоту вращения агрегата прикрытием направляющего аппарата с помощью ограничителя открытия; на агрегатах с поворотно-лопастными турбинами одновременно сворачиваются лопасти рабочего колеса,

А.5.3.5 Останов гидроагрегата

А.5.3.5.1 Нормальный останов гидроагрегата из генераторного режима производится на автоматическом управлении.

Операции, производимые при автоматическом останове, и их последовательность приводятся в местной инструкции.

А.5.3.5.2 При нормальной работе схемы автоматического останова гидроагрегата действие дежурного персонала сводится к внимательному наблюдению за ходом автоматически производимых операций. После

останова гидроагрегат должен находиться в состоянии, обеспечивающем готовность его к новому пуску.

А.5.3.5.3 Останов гидроагрегата из режима СК может выполняться аналогично останову из генераторного режима. Если при этом длительность снижения частоты вращения до значения уставки включения торможения гидроагрегата возрастает по сравнению с остановом из генераторного режима, то перед подачей команды на останов агрегата следует перевести его в генераторный режим путем кратковременного открытия направляющего аппарата для заполнения водой камеры рабочего колеса.

А.5.3.5.4 В ряде случаев, перечень которых приводится в местной инструкции, необходим останов гидроагрегата на ручном управлении.

А.5.3.5.5 При аварийном останове гидроагрегата должно происходить следующее:

- при действии электрических защит генератора или блока подается команда на останов гидроагрегата;

- при действии гидромеханических защит должна происходить разгрузка гидроагрегата с последующим нормальным его остановом без сброса затвора (кроме защиты от разгона).

Осуществление защиты от разгона гидроагрегата обеспечивается с помощью золотника аварийного закрытия или быстропадающих затворов (при их наличии);

- включение реле защиты должно сопровождаться звуковым аварийным сигналом через реле центральной сигнализации. При этом на панели сигнализации должны загораться сигнальные лампы или освещаться табло, указывающие род аварии — гидромеханическая или электрическая;

- при действии защиты причина отключения определяется по сигнальным реле и табло панели щита управления или щита автоматики гидроагрегата;

- до завершения останова гидроагрегата и выяснения причины срабатывания защиты действия по деблокировке защиты не допускаются;

- если при аварийном отключении гидроагрегата автоматического торможения не происходит, его производят вручную;

- после полного останова гидроагрегата и выяснения причины работы защиты и записи деблокируется электрическая защита а затем гидромеханическая;

- причина останова гидроагрегата должна быть немедленно сообщена диспетчеру системы, главному инженеру ГЭС (каскада ГЭС) и начальнику (мастеру) соответствующего цеха (участка), в журнале аварий производится подробная запись о работе автоматических устройств во время аварии;

- во всех случаях останова гидроагрегата действием защиты повторный его запуск возможен только после выяснения причины действия защиты, устранения дефектов в оборудовании и разрешения главного инженера ГЭС (каскада ГЭС);

- все реле, вызвавшие останов гидроагрегата, должны быть осмотрены на остановленном агрегате. Снятие пломб и осмотр реле без представителя электролаборатории запрещается.

А.5.3.5.6 После сброса нагрузки необходимо проверить состояние гидроагрегата. Перечень и объем проверок и осмотров устанавливаются местной инструкцией.

После проверки состояния гидроагрегата следует подготовить генератор к синхронизации и включению его в сеть, после включения генератора в сеть и установления на нем нагрузки следить за состоянием гидроагрегата.

В случае, если при сбросах нагрузки и отключении генератора от сети система регулирования гидротурбины не предотвращает повышение частоты вращения ротора гидроагрегата сверх настройки реле защиты от разгона и происходит ее срабатывание, дежурный персонал должен обеспечить безопасную остановку гидроагрегата в соответствии с требованиями местной инструкции.

Повторный пуск гидроагрегата допускается только после устранения неисправностей, вызвавших повышение частоты вращения ротора гидроагрегата.

А.6 Проверки и осмотры оборудования

А.6.1 На каждой ГЭС должны быть составлены графики проверок и осмотров состояния основного оборудования и периодических опробований и переключений вспомогательного оборудования, графики смазки устройств и доливки в них масла, чистки фильтров регуляторов скорости, МНУ, компрессоров и технического водоснабжения.

А.6.2 Периодический осмотр оборудования должны производить лица, ответственные за его состояние и безопасную эксплуатацию. Периодичность осмотра должна быть установлена главным инженером гидроэлектростанции. Результаты осмотра должны фиксироваться в специальном журнале.

Во время дежурства или работы оперативный, оперативно-ремонтный и ремонтный персонал проводит регулярные обходы закрепленных за ним объектов по заранее утвержденным маршрутам и графикам.

Задачей периодических осмотров, помимо оценки состояния, является контроль за соблюдением оперативным, оперативно-ремонтным и ремонтным персоналом режимов работы, правил обслуживания и содержания оборудования. При необходимости (особенно при превышении критериев безопасного состояния оборудования), ответственные лица за состояние и безопасную эксплуатацию могут потребовать от руководителей предприятия принятия решений по временному выводу объектов из работы.

Проверки и осмотры осуществляются как оперативным, так и ремонтным персоналом ГЭС. Их объемы и сроки устанавливаются в

зависимости от местных условий, водного режима, режима работы оборудования ГЭС.

Ниже приводится примерный перечень проверок и осмотров оборудования.

При осушенной проточной части:

- проверка состояния съемного сегмента и его крепежных деталей;
- проверка уплотнений цапф лопастей рабочего колеса;
- проверка уплотнений пера лопаток направляющего аппарата;
- проверка состояния лопастей рабочего колеса, облицовки камеры рабочего колеса, сопрягающего пояса верхнего и нижнего колец направляющего аппарата;
- проверка состояния спиральной камеры, отсасывающей трубы, закладных частей затворов и др.;
- проверка комбинаторной зависимости;
- проверка соответствия углов разворота лопастей и лопаток направляющего аппарата шкалам и указателям колонки регулятора и др.

На остановленном и работающем гидроагрегате:

- контроль подачи смазки на подшипник гидротурбины;
- проверка протечек масла через уплотняющие устройства маслоприемника на гидроагрегатах с турбинами поворотно-лопастного типа;
- проверка положения клапанов срыва вакуума, целости пружин и отсутствия протечек воды;
- проверка гидравлического режима работы гидроагрегата по показаниям приборов в шахте гидротурбины, открытия направляющего аппарата по шкале серводвигателя;
- проверка периодичности подкачки воздуха в камеру рабочего колеса при работе гидроагрегата в режиме СК;
- проверка сигнализации лекажных насосов;
- проверка состояния и сигнализации дренажных устройств гидротурбины;
- проверка и очистка всасывающих труб самовсасывающих насосов;
- измерение перепада давлений на сороудерживающих решетках;
- проверка смазки на регулирующем кольце, тягах серводвигателя в рычажных передачах и прочих элементах системы регулирования;
- проверка целости предохранительных устройств (срезных пальцев, разрывных болтов) направляющего аппарата;
- проверка отсутствия протечек масла из серводвигателей направляющего аппарата и работы лекажного агрегата;
- проверка состояния маслоохладителей;
- проверка отсутствия течей или отпотевания воздухоохладителей;
- проверка отсутствия касания тормозного диска колодками. Проверка работы тормозной системы гидроагрегата;
- проверка подачи смазки масленками, набивки масленок, смазки передачи к тахометру и подшипникам на валу маятника. Проверка нагрева двигателя маятника регулятора частоты вращения;

- проверка колебания иглы побудительного золотника регулятора частоты вращения;

- проверка положения стрелки балансного прибора (на электрогидравлических регуляторах);

- проверка состояния переключения и чистка фильтра золотника регулятора частоты вращения;

- проверка уставок регуляторов частоты вращения (изодромного устройства, остающейся степени неравномерности, заданных параметров группового регулирования);

- внешний осмотр и обтирка механизмов МНУ;

- проверка уровня масла в котле МНУ;

- проверка устройств МНУ — цикличности работы насосов МНУ, подачи насосов МНУ, периодичности подкачки воздуха в котел МНУ, периодичности доливки масла в бак МНУ, сигнализации включения резервных насосов МНУ, уровней масла в баках МНУ;

- проверка гидромеханических защит;

- проверка плотности соединений трубопроводов, при необходимости подтяжка сальниковых уплотнений вентилей;

- проверка состояния воздушных фильтров общестанционных компрессоров;

- проверка наличия масла в картере общестанционных компрессоров;

- проверка сигнализации дренажных насосов здания ГЭС и плотины;

- проверка периодичности откачки воды из водоприемных галерей и сигнализация при их переполнении;

- проверка температуры охлаждающего воздуха генератора (на входе в генератор и выходе из него);

- проверка температуры сегментов и масла подпятника и подшипника генератора;

- проверка уровня масла в ванне подпятника и подшипника генератора;

- проверка плавности хода гидроагрегата, отсутствия вибрации, стуков, гидравлических ударов в проточной части гидротурбин;

- проверка состояния болтовых соединений в местах, доступных для осмотра, без разборки узлов гидроагрегата;

- проверка отсутствия протечек масла из ванны подпятника и подшипника гидроагрегата, подводящих трубопроводов, а также разбрызгивания масла на обмотку генератора,

- анализ масла, находящегося в эксплуатации;

- проверка времени перемещения регулирующих органов гидротурбины - закрытия и открытия направляющего аппарата поворотно-лопастных, радиально-осевых, диагональных гидротурбин; полного хода лопастей на сворачивание и разворот поворотно-лопастных и диагональных гидротурбин; закрытия направляющего аппарата золотником аварийного закрытия; закрытия (времени, в течение которого происходит перемещение клапана на закрытие) клапанов срыва вакуума и холостых выпусков гидротурбин.

Приведенный перечень дополняется и уточняется для каждой конкретной ГЭС в соответствии с особенностями конструкции оборудования и местными условиями.

А.7 Режимы работы гидроагрегата

А.7.1 Водно-энергетические режимы

А.7.1.1 Работа гидроагрегата должна происходить при наиболее высоком КПД, для чего число включенных гидроагрегатов при покрытии заданной активной нагрузки должно быть оптимальным в соответствии с эксплуатационной характеристикой ГЭС. При этом необходимо руководствоваться следующим:

- при подборе числа работающих гидроагрегатов необходимо учитывать не только активную, но и реактивную мощность, вырабатываемую ГЭС;

- в случае, если число гидроагрегатов, оптимальное по покрытию заданной активной нагрузки, оказывается недостаточным для покрытия заданной реактивной нагрузки ГЭС, дополнительно включенные в работу гидроагрегаты целесообразно использовать в качестве СК при условии, что потери активной мощности на их вращение меньше, чем количество электроэнергии, дополнительно вырабатываемой за счет повышения КПД агрегатов, работающих в генераторном режиме.

Если это условие не соблюдается при создавшейся ситуации, целесообразно активную нагрузку распределить поровну между всеми работающими гидроагрегатами ГЭС;

- определение количества и режима работы гидроагрегатов, подлежащих включению для покрытия заданных активной и реактивной нагрузок, производится в соответствии с заранее подготовленной производственно-техническим отделом ГЭС эксплуатационной диаграммой.

А.7.1.2 Эксплуатация гидроагрегата должна происходить с минимальными кавитационными повреждениями проточной части гидротурбины, для чего необходимо .соблюдение следующих условий:

- регуляторы частоты вращения должны быть оборудованы устройствами автоматического ограничения мощности по напору, а при отсутствии этих устройств дежурный персонал при обслуживании гидроагрегатов должен обеспечить их работу в соответствии с эксплуатационными характеристиками гидроагрегатов при различных по мощности и напорам режимах;

- не должна допускаться работа гидротурбин в диапазоне мощностей, где наблюдается кавитация повышенной интенсивности;

- должна проводиться регулярная проверка состояния комбинаторной зависимости поворотно-лопастных и диагональных гидротурбин.

А.7.1.3 Работа гидротурбинной установки должна происходить с минимальными потерями напора на сороудерживающих решетках;

оперативный персонал должен вести периодический контроль за перепадом на сороудерживающих решетках в соответствии с местной инструкцией. В случае повышения перепада на решетках сверх допустимого значения по условиям экономичности или прочности конструкций решеток оперативный персонал должен поставить об этом в известность руководство соответствующего цеха для принятия мер по чистке сороудерживающих решеток.

А.7.1.4 Работа гидротурбин при напорах ниже или выше допустимых, установленных предприятием-изготовителем, не разрешается.

А.7.2 Перевод гидроагрегатов в режим синхронного компенсатора и из этого режима в генераторный режим

А.7.2.1 Перевод гидроагрегатов в режим СК и из режима СК в генераторный режим должен производиться без останова агрегата и каких-либо переключений в схеме электрических соединений.

А.7.2.2 Порядок перевода гидроагрегатов в режим СК и обратно должен устанавливаться в соответствии с «Методическими указаниями по переводу гидроагрегатов в режим синхронного компенсатора» (Приложение В к стандарту «Гидротурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» [5]) и должен быть указан в местной инструкции.

А.7.2.3 Объем наблюдений за состоянием гидротурбины и обслуживание ее при работе гидроагрегата в режиме СК в основном остаются теми же, что и при работе агрегата в генераторном режиме. Дополнительные виды наблюдений при работе гидроагрегатов в режиме СК для каждой конкретной ГЭС должны быть указаны в местной инструкции.

Приложение Б

(Рекомендуемое)

Рекомендации по составлению местной инструкции по эксплуатации автоматических установок водяного пожаротушения

Б.1 Введение

Б.1.1 Рекомендации устанавливают требования по эксплуатации технологического оборудования установок водяного пожаротушения.

Б.1.2 Эксплуатация технологического оборудования установок пенного пожаротушения производится на основании инструкции завода изготовителя оборудования.

Б.2 Общие указания

Б.2.1 На основании настоящих Рекомендаций по составлению местной инструкции по эксплуатации автоматических установок водяного пожаротушения организация, производившая наладку технологического оборудования АУП, совместно с энергопредприятием, на котором установлено это оборудование, должны разрабатывать местную инструкцию по эксплуатации технологического оборудования и устройств АУП. Если наладка производилась энергопредприятием, то инструкцию разрабатывает персонал этого предприятия. Местная инструкция должна быть разработана не менее чем за один месяц до приемки АУП в эксплуатацию.

Б.2.2 В местной инструкции должны быть учтены требования настоящих Рекомендаций и требования заводских паспортов и инструкций по эксплуатации оборудования, приборов и аппаратуры, входящих в состав АУВП. Снижение требований, изложенных в указанных документах, не допускается.

Б.2.3 Местная инструкция должна пересматриваться не реже одного раза в три года и каждый раз после реконструкции АУП или в случае изменения условий эксплуатации.

Б.2.4 Приемка АУП в эксплуатацию должна производиться в составе представителей:

- энергопредприятия (председатель);
- проектной, монтажной и наладочной организаций;
- государственного пожарного надзора.

Программа работы комиссии и акт приемки должны быть утверждены главным техническим руководителем предприятия.

Б.3 Меры безопасности

Б.3.1 При эксплуатации технологического оборудования установок водяного пожаротушения персонал энергопредприятий должен соблюдать соответствующие требования техники безопасности, указанные в Стандарте «Гидроэлектростанции. Охрана труда (правила безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании сооружений и оборудования ГЭС. Нормы и требования» (проект) [6], а также в заводских паспортах и инструкциях по эксплуатации конкретного оборудования.

Б.3.2 При техническом обслуживании и ремонте АУП, при посещении помещения, защищенного АУП, автоматическое управление конкретного распределительного трубопровода этого направления должно быть переведено на ручное (дистанционное) до выхода из помещения последнего человека.

Б.3.3 Опрессовку трубопроводов водой следует проводить только по утвержденной программе, в которую должны быть включены мероприятия, обеспечивающие защиту персонала от возможного разрыва трубопроводов. Необходимо обеспечить полное удаление воздуха из трубопроводов. Совмещать работы по опрессовке с другими работами в том же помещении запрещается. Если опрессовка проводится подрядными организациями, то работа выполняется по наряду-допуску. Выполнение этих работ оперативным или ремонтным персоналом энергопредприятия оформляется письменным распоряжением.

Б.3.4 До начала работ персонал, занятый опрессовкой, должен пройти инструктаж по технике безопасности на рабочем месте.

Б.3.5 Во время опрессовки в помещении не должны находиться посторонние лица. Опрессовка должна проводиться под контролем ответственного лица.

Б.3.6 Ремонтные работы на технологическом оборудовании должны проводиться после снятия давления с этого оборудования и подготовки необходимых организационных и технических мероприятий, установленных действующими правилами.

Б.4 Подготовка к работе и проверка технического состояния установки пожаротушения

Б.4.1 Установка водяного пожаротушения состоит из:

- источника водоснабжения (резервуар, водоем, городской водопровод и т.д.);
- пожарных насосов (предназначенных для забора и подачи воды в напорные трубопроводы);
- всасывающих трубопроводов (соединяющих водоисточник с пожарными насосами);
- напорных трубопроводов (от насоса до узла управления);

- распределительных трубопроводов (проложены в пределах защищаемого помещения);

- узлов управления, устанавливаемых в конце напорных трубопроводов;

- оросителей.

Кроме перечисленного, исходя из проектных решений, в схему установок пожаротушения могут быть включены:

- бак с водой для заливки пожарных насосов;

- пневмобак для поддержания постоянного давления в сети установки пожаротушения;

- компрессор для подпитки пневмобака воздухом;

- спускные краны;

- обратные клапаны;

- дозировочные шайбы;

- реле давления;

- манометры;

- вакуумметры;

- уровнемеры для измерения уровня в резервуарах и пневмобаке;

- другие приборы сигнализации, управления и автоматики.

Б.4.2 После окончания монтажных работ всасывающие, напорные и распределительные трубопроводы должны быть промыты и подвергнуты гидравлическим испытаниям. Результаты промывки и опрессовки должны быть оформлены актами (см. п.Б.8).

При наличии возможности следует проверить эффективность установки пожаротушения путем организации тушения искусственного очага пожара. Результаты проверки должны быть оформлены соответствующим актом (см. п.Б.8).

Б.4.3 При промывке трубопроводов воду следует подавать с их концов в сторону узлов управления (в целях предупреждения засорения труб с меньшим диаметром) при скорости на 15-20% больше скорости воды при пожаре (определяется расчетом или рекомендациями проектных организаций). Промывку следует продолжать до устойчивого появления чистой воды.

При невозможности промывки отдельных участков трубопроводов допускается продувка их сухим, чистым, сжатым воздухом или инертным газом.

Б.4.4 Гидравлическое испытание трубопроводов необходимо производить под давлением, равным 1,25 рабочего (Р), но не менее Р+0,3 МПа, в течение 10 мин.

Для отключения испытываемого участка от остальной сети необходимо установить глухие фланцы или заглушки. Не допускается использовать для этой цели имеющиеся узлы управления, ремонтные задвижки и т.п.

После 10 мин испытаний давление следует постепенно снизить до рабочего и произвести тщательный осмотр всех сварных соединений и прилегающих к ним участков.

Сеть трубопроводов считается выдержавшей гидравлическое испытание, если не обнаружено признаков разрыва, течи и капель в сварных соединениях и на основном металле, видимых остаточных деформаций.

Измерять давление следует двумя манометрами.

Б.4.5 Промывка и гидравлические испытания трубопроводов должны проводиться в условиях, исключающих их замерзание.

Запрещается засыпка открытых траншей с трубопроводами, подвергшимися действиям сильных морозов, или засыпка таких траншей смерзшимся грунтом.

Б.4.6 Установки автоматического водяного пожаротушения должны работать в режиме автоматического пуска. На период нахождения в кабельных сооружениях персонала (обход, ремонтные работы и т.п.) пуск установок должен переводиться на ручное (дистанционное) включение (п. Б. 3.2).

Б.5 Техническое обслуживание установок пожаротушения

Б.5.1 Организационные мероприятия

Б.5.1.1 Лица, ответственные за эксплуатацию, проведение капитального и текущего ремонтов технологического оборудования установки пожаротушения, назначаются руководителем энергопредприятия, который также утверждает графики технического надзора и ремонта оборудования.

Б.5.1.2 Лицо, ответственное за постоянную готовность технологического оборудования установки пожаротушения, должно хорошо знать принцип устройства и порядок работы этого оборудования, а также иметь следующую документацию:

- проект с изменениями, внесенными во время монтажа и наладки установки пожаротушения;
- заводские паспорта и эксплуатационные инструкции на оборудование и приборы;
- местную инструкцию по эксплуатации технологического оборудования;
- акты и протоколы ведения монтажных и наладочных работ, а также опробований работы технологического оборудования;
- планы-графики технического обслуживания и ремонта технологического оборудования;
- "Журнал учета технического обслуживания и ремонта установки пожаротушения".

Б.5.1.3 Любые отклонения от принятой проектом схемы, замена оборудования, дополнительная установка оросителей или их замена оросителями с большим диаметром сопла должны быть предварительно согласованы с проектным институтом - автором проекта.

Б.5.1.4 Для контроля за техническим состоянием технологического оборудования установки пожаротушения должен вестись "Журнал учета технического обслуживания и ремонта установки пожаротушения", в котором должны регистрироваться дата и время проверки, кто проводил проверку, обнаруженные неисправности, их характер и время их устранения, время вынужденного отключения и включения установки пожаротушения, проводимые опробования работы всей установки или отдельного оборудования. Примерная форма журнала приведена в п.Б.8 .

Не реже одного раза в квартал с содержанием журнала должен знакомиться под расписку главный технический руководитель предприятия.

Б.5.1.5 Для проверки готовности и эффективности АУВП один раз в три года должна проводиться полная ревизия технологического оборудования этой установки.

Во время ревизии, кроме основных работ, проводится опрессовка напорного трубопровода и на двух-трех направлениях проводится промывка (или продувка) и опрессовка распределительных трубопроводов (п.п. Б.4.2-4.5), находящихся в наиболее агрессивной среде (сырость, загазованность, пыль).

При обнаружении недостатков необходимо разработать мероприятия, обеспечивающие полное их устранение в сжатые сроки.

Ревизию рекомендуется заканчивать подачей огнетушащего средства на одном из направлений и, желательно, с организацией искусственного очага пожара.

Б.5.1.6 Автоматическая установка пожаротушения в соответствии с графиком, утвержденным начальником соответствующего цеха, но не реже одного раза в три года должны опробоваться (испытываться) по специально разработанной программе с реальным пуском их в работу при условии, что это не повлечет за собой останов технологического оборудования или всего процесса производства. Во время опробования на первом и последнем оросителях следует проверять давление воды и интенсивность орошения.

Опробование следует проводить продолжительностью 1,5-2 мин с включением исправных дренажных устройств.

По результатам опробований должен быть составлен акт или протокол, а сам факт опробования зарегистрирован в "Журнале учета технического обслуживания и ремонта установки пожаротушения".

Б.5.1.7 Проверку работы АУВП или отдельных видов оборудования следует проводить во время вывода в ремонт, технического обслуживания защищаемого помещения и технологической установки.

Б.5.1.8 Для хранения запасного оборудования, деталей оборудования, а также приспособлений, инструментов, материалов, приборов, необходимых для контроля и организации ремонтных работ АУВП, должно быть выделено специальное помещение.

Б.5.1.9 Технические возможности АУВП следует внести в оперативный план тушения пожара на данном энергопредприятии. Во время проведения противопожарных тренировок необходимо расширять круг персонала,

знающего назначение и устройство АУВП, а также порядок приведения ее в действие.

Б.5.1.10 Персонал, обслуживающий компрессоры и пневмобаки АУВП, должен быть обучен и аттестован в соответствии с требованиями правил эксплуатации.

Б.5.1.11 Лицо, ответственное за эксплуатацию технологического оборудования установки пожаротушения, должно организовать занятия с персоналом, выделенным для контроля работы и обслуживания этого оборудования.

Б.5.1.12 В помещении насосной станции АУВП должны быть вывешены: инструкция о порядке включения в работу насосов и открытия запорной арматуры, а также принципиальная и технологические схемы.

Б.5.2 Технические требования к АУВП

Б.5.2.1 Подъезды к зданию (помещению) насосной станции и установки пожаротушения, а также подходы к насосам, пневмобаку, компрессору, уздам управления, манометрам и другому оборудованию установки пожаротушения, должны быть всегда свободными.

Б.5.2.2 На действующей установке пожаротушения должны быть опломбированы в рабочем положении:

- люки резервуаров и емкостей для хранения запасов воды;
- узлы управления, задвижки и краны ручного включения;
- реле давления; спускные краны.

Б.5.2.3 После срабатывания установки пожаротушения ее работоспособность должна быть полностью восстановлена не через 24 ч.

Б.5.3 Резервуары для хранения воды

Б.5.3.1 Проверка уровня воды в резервуаре должна проводиться ежедневно с регистрацией в "Журнале учета технического обслуживания и ремонта установки пожаротушения".

При снижении уровня воды за счет испарений необходимо добавить воду, при наличии утечек установить место повреждения резервуара и устранить утечки.

Б.5.3.2 Исправность работы автоматического уровнемера в резервуаре должна проверяться не реже одного раза в три месяца при плюсовой температуре, ежемесячно — при отрицательной температуре и немедленно в случае сомнений в исправной работе уровнемера.

Б.5.3.3 Резервуары должны быть закрыты для доступа посторонних лиц и опломбированы, целостность пломбы проверяется в период осмотра оборудования, но не реже одного раза в квартал.

Б.5.3.4 Вода в резервуаре не должна содержать механических примесей, могущих забить трубопроводы, дозировочные шайбы и оросители.

Б.5.3.5 Для предупреждения загнивания и цветения воды ее рекомендуется дезинфицировать хлорной известью из расчета 100 г извести на 1 м воды.

Б.5.3.6 Заменять воду в резервуаре необходимо ежегодно в осеннее время. При замене воды днище и внутренние стенки резервуара очищаются от грязи и наростов, поврежденная окраска восстанавливается или полностью обновляется.

Б.5.3.7 До начала морозов у заглубленных резервуаров промежуток между нижней и верхней крышками люка должен быть заполнен утепляющим материалом.

Б.5.4 Всасывающий трубопровод

Б.5.4.1 Один раз в квартал проверяется состояние вводов, запорной арматуры, измерительных приборов и водозаборного колодца.

Б.5.4.2 До наступления морозов арматура в водозаборном колодце должна быть осмотрена, при необходимости отремонтирована, а колодец утеплен.

Б.5.5 Насосная станция

Б.5.5.1 Перед опробованием насосов необходимо проверить: затяжку сальников; уровень смазки в ваннах подшипников; правильность затяжки фундаментных болтов, гаек крышки насосов и подшипников; соединения трубопровода на стороне всасывания и самих насосов.

Б.5.5.2 Один раз в месяц насосы и другое оборудование насосной станции должны осматриваться, очищаться от пыли и грязи.

Б.5.5.3 Каждый пожарный насос не менее двух раз в месяц должен включаться для создания требуемого давления, о чем делается запись в оперативном журнале.

Б.5.5.4 Не реже одного раза в месяц должна проверяться надежность перевода всех пожарных насосов на основное и резервное электроснабжение с регистрацией результатов в оперативном журнале.

Б.5.5.5 При наличии специального бака для залива насосов водой последний ежегодно должен осматриваться и окрашиваться.

Б.5.5.6 Один раз в три года насосы и двигатели согласно п. Б.5.1.5 должны проходить ревизию, во время которой устраняются все имеющиеся недостатки.

Ремонт и замена сработанных деталей, проверка сальников проводятся по необходимости.

Б.5.5.7 Помещение насосной станции необходимо содержать в чистоте. При отсутствии дежурства его необходимо запирать на замок. Один из запасных ключей должен храниться на щите управления, о чем должно быть указано на двери.

Б.5.6 Напорные и распределительные трубопроводы

Б.5.6.1 Один раз в квартал необходимо проверять:

- отсутствие течей и прогибов трубопроводов;
- наличие постоянного уклона (не менее 0,01 для труб диаметром до 50 мм и 0,005 для труб диаметром 50 мм и более);
- состояние креплений трубопроводов;
- отсутствие касаний электропроводов и кабелей;
- состояние окраски, отсутствие грязи и пыли.

Обнаруженные недостатки, могущие повлиять на надежность работы установки, должны устраняться немедленно.

Б.5.6.2 Напорный трубопровод должен быть в постоянной готовности к действию, т.е. заполнен водой и находиться под рабочим давлением.

Б.5.7 Узлы управления и запорная арматура

Б.5.7.1 Для АУВП трансформаторов и кабельных сооружений в запорно-пусковых устройствах следует применять стальную арматуру электрифицированные задвижки с автоматическим пуском марки 30с 941нж; 30с 986нж; 30с 996нж с рабочим давлением 1,6 МПа, ремонтные задвижки с ручным приводом марки 30с 41нж с рабочим давлением 1,6 МПа.

Б.5.7.2 Состояние узлов управления и запорной арматуры, наличие пломбы, значения давления до и после узлов управления, должны контролироваться не реже одного раза в месяц.

Б.5.7.3 Один раз в полугодие должна проводиться проверка электрической схемы срабатывания узла управления с автоматическим его включением от пожарного извещателя при закрытой задвижке.

Б.5.7.4 Место установки узла управления должно быть хорошо освещено, надписи на трубопроводах или специальных трафаретах (номер узла, защищаемый участок, тип оросителей и их количество) должны быть выполнены несмываемой яркой краской и хорошо просматриваться.

Б.5.7.5 Все повреждения задвижек, вентилей и обратных клапанов, которые могут повлиять на надежность работы установки пожаротушения, должны устраняться немедленно.

Б.5.8 Оросители

Б.5.8.1 В качестве водяных оросителей для автоматического пожаротушения трансформаторов применяются оросители ОПДР-15 с рабочим давлением воды перед оросителями в пределах 0,2-0,6 МПа; для автоматического пожаротушения кабельных сооружений применяются оросители ДВ, ДВМ с рабочим давлением 0,2-0,4 МПа.

Б.5.8.2 При осмотре оборудования распределительных устройств, но не реже одного раза в месяц оросители должны быть осмотрены и очищены от

пыли и грязи. При обнаружении неисправности или коррозии должны быть приняты меры к их устранению.

Б.5.8.3 При проведении ремонтных работ оросители должны быть защищены от попадания на них штукатурки и краски (например, полиэтиленовыми или бумажными колпачками, и т.п.). Обнаруженные после ремонта следы краски и раствора должны быть удалены.

Б.5.8.4 Запрещается устанавливать взамен неисправных оросителей пробки и заглушки.

Б.5.8.5 Для замены неисправных или поврежденных оросителей должен быть создан резерв 10-15% общего количества установленных оросителей.

Б.5.9 Пневмобак и компрессор

Б.5.9.1 Включение пневмобака в работу должно производиться в следующей последовательности:

- заполнить пневмобак водой примерно на 50% его объема (уровень контролировать по водомерному стеклу);
- включить компрессор или открыть вентиль на трубопроводе сжатого воздуха;
- давление в пневмобаке поднять до рабочего (контролируется по манометру), после чего пневмобак подключить к напорному трубопроводу, создавая в нем рабочее давление.

Б.5.9.2 Ежедневно следует проводить внешний осмотр пневмобака, проверить уровень воды и давление воздуха в пневмобаке. При снижении давления воздуха на 0,05 МПа (по отношению к рабочему) производится его подкачка.

Один раз в неделю производится опробование компрессора на холостом ходу.

Б.5.9.3 Техническое обслуживание пневмобака и компрессора, проводимое один раз в год, включает:

- опорожнение, осмотр и очистку пневмобака;
- снятие и проверку на стенде предохранительного клапана (при неисправности заменить новым);
- окраску поверхности пневмобака (на поверхности указать дату ремонта);
- детальный осмотр компрессора (заменить изношенные части и арматуру);
- выполнение всех других технических требований, предусмотренных заводскими паспортами и инструкциями по эксплуатации пневмобака и компрессора.

Б.5.9.4 Выключение пневмобака из схемы установки пожаротушения запрещается.

Б.5.9.5 Освидетельствование пневмобака производится специальной комиссией с участием представителей государственного надзора и данного энергопредприятия.

Примечание. Компрессор должен включаться в работу только вручную. При этом необходимо следить за уровнем в пневмобаке, так как при автоматическом включении компрессора возможно выдавливание воздухом воды из пневмобака и даже из сети.

Б.5.10 Манометры

Б.5.10.1 Правильность показаний работы манометров, установленных на пневмобаках, следует проверять один раз в месяц, установленных на трубопроводах — один раз в полугодие.

Б.5.10.2 Полная проверка на установке пожаротушения всех манометров с их опломбированием или клеймением должна производиться ежегодно в соответствии с действующим положением.

Б.6. Организация и требования к ремонтным работам

Б.6.1 Во время ремонта технологического оборудования установки пожаротушения следует, в первую очередь руководствоваться требованиями паспорта, инструкции завода по эксплуатации конкретного оборудования, требованиями соответствующих стандартов, норм и технических условий, а также требованиями местной инструкции по эксплуатации.

Б.6.2 При замене участка трубопровода на изгибе минимальный радиус внутренней кривой изгиба стальных труб должен быть при изгибании их в холодном состоянии не менее четырех наружных диаметров, в горячем состоянии — не менее трех.

На изогнутой части трубы не должно быть складок, трещин или иных дефектов. Овальность в местах изгиба допускается не более 10% (определяется отношением разности между наибольшим и наименьшим наружным диаметрами изогнутой трубы к наружному диаметру трубы до изгиба).

Б.6.3 Разностенность и смещение кромок стыкуемых труб и деталей трубопроводов не должны превышать 10% толщины стенки и должны быть не более 3 мм.

Б.6.4 Кромки свариваемых концов труб и прилегающие к ним поверхности перед сваркой должны быть очищены от ржавчины и загрязнений на ширину не менее 20 мм.

Б.6.5 Сварку каждого стыка необходимо выполнять без перерывов до полной заварки всего стыка.

Б.6.6 Сварное соединение труб должно браковаться при обнаружении следующих дефектов:

- трещин, выходящих на поверхность шва или основного металла в зоне сварки;

- наплывов или подрезов в зоне перехода от основного металла к наплавленному;

- прожогов;

- неравномерности сварного шва по ширине и высоте, а также отклонений его от оси.

Б.6.7 В особо сырых помещениях с химически активной средой конструкции крепления трубопроводов должны выполняться из стальных профилей толщиной не менее 4 мм. Трубопроводы и конструкции крепления должны покрываться защитным лаком или краской.

Б.6.8 Соединения трубопроводов при открытой прокладке должны располагаться вне стен, перегородок, перекрытий и других строительных конструкций зданий.

Б.6.9 Крепление трубопроводов к строительным конструкциям зданий должно производиться нормализованными опорами и подвесками. Приварка трубопроводов непосредственно к металлическим конструкциям зданий и сооружений, а также элементам технологического оборудования не допускается.

Б.6.10 Приварка опор и подвесок к строительным конструкциям должна осуществляться без ослабления их механической прочности.

Б.6.11 Провесы и искривления трубопроводов не допускаются.

Б.6.12 Каждый поворот трубопровода длиной более 0,5 м должен иметь крепление. Расстояние от подвесок-до сварных и резьбовых стыков труб должно быть не менее 100 мм.

Б.6.13 Вновь устанавливаемые оросители должны быть очищены от консервирующей смазки и проверены гидравлическим давлением 1,25 МПа (12,5 кгс/см^2) в течение 1 мин.

Средний срок службы оросителей определен не менее 10 лет.

Б.6.14 Производительность оросителей ДВ, ДВМ и ОПДР-15 приведена в таблице Б.1.

Таблица Б.1

Тип оросителя	Диаметр выходного отверстия, мм	Производительность оросителя, л/с, при давлении МПа			
		0,1	0,2	0,3	0,4
ДВ-10 и ДВМ-10	10	—	1,4	1,7	2,0
ОПДР-15	15	2,2	3,1	3,5	3,8

Б.7 Характерные неисправности и методы их устранения

Б.7.1 Возможные неисправности в работе установки водяного пожаротушения и рекомендации по их устранению приведены в таблице Б.2.

Таблица Б.2

Характер неисправности, внешние признаки	Вероятные причины	Рекомендуемые мероприятия
Вода не выходит из оросителей, манометр показывает нормальное давление	Закрыта задвижка Зало обратный клапан Забит трубопровод Засорились оросители	Открыть задвижку Открыть обратный клапан Очистить трубопровод Ликвидировать засорение
Вода не выходит из оросителей, манометр не показывает давления	Не включился в работу пожарный насос	Включить пожарный насос
	Закрыта задвижка на трубопроводе со стороны всасывания пожарного насоса	Открыть задвижку
	Происходит подсос воздуха на стороне всасывания пожарного насоса	Устранить неисправности соединения
	Неправильное направление вращения ротора	Переключить фазы электродвигателя
	Случайно открыта задвижка другого направления	Закрыть задвижку на другом направлении
Утечка воды через сварные швы, в местах подсоединения узлов управления и оросителей	Некачественная сварка Износилась прокладка Ослаблены затяжные болты	Проверить качество сварных швов Заменить прокладку Подтянуть болты
Отсутствует показание манометра	Отсутствует давление в трубопроводе	Восстановить давление в трубопроводе
	Засорилось входное отверстие	Снять манометр и прочистить отверстие
Искрение контактов манометра	Загрязнение контактов манометра	Снять стекло манометра и зачистить контакты

Б.8 Типовые формы документов

АКТ
ПРОМЫВКИ ТРУБОПРОВОДОВ УСТАНОВКИ ПОЖАРОТУШЕНИЯ

г._____ "___"_____20 __г.

Наименование объекта

_____
(электростанция, подстанция)

Мы, нижеподписавшиеся_____

в лице

_____
(представитель от заказчика, Ф.И.О., должность)

_____

_____

и _____
(представитель от монтажной организации, Ф.И.О., должность)

составили настоящий акт в том, что трубопроводы

_____

_____
(наименование установки, № секции)

промыты.

Особые замечания:

_____

_____

_____

Члены комиссии:

Заказчик _____ _____
(фамилия) (подпись)

Монтажная
организация _____
(фамилия) (подпись)

Пожарная
охрана _____
(фамилия, должность) (подпись)

АКТ
ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ИСПЫТАНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ
УСТАНОВКИ ПОЖАРОТУШЕНИЯ

г. _____ "___"_____19 __г.

Наименование объекта_____
(электростанция, подстанция)

Мы, нижеподписавшиеся _____
в лице _____
(представитель от заказчика, Ф.И.О., должность)
и

_____
(представитель от монтажной организации, Ф.И.О., должность)

составили настоящий акт в том, что при испытании трубопроводов получены следующие результаты:

Номер секции	Наименование трубопровода	Испытание		Результаты испытаний
		Давление, МПа	Продолжительность испытаний, мин	

Смонтированная сеть трубопроводов стационарной установки пожаротушения пригодна к эксплуатации.

Члены комиссии:

Заказчик _____ _____
(фамилия) (подпись)

Монтажная
организация _____
(фамилия) (подпись)

Пожарная
охрана _____
(фамилия, должность) (подпись)

АКТ
ПРОВЕДЕНИЕ ОГНЕВЫХ ИСПЫТАНИЙ
УСТАНОВКИ ПОЖАРОТУШЕНИЯ

г._____ "___"_____20 ___г.

Наименование объекта_____
(электростанция, подстанция)

Мы, нижеподписавшиеся члены комиссии в составе:
1. От заказчика_____
(Ф.И.О., должность)
_____
2. От монтажной (наладочной) организации _____
_____
(Ф.И.О., должность)
3. От пожарной охраны_____
(Ф.И.О., должность)
_____

4._____
_____

составили настоящий акт в том, что для проверки работоспособности смонтированной установки произвели огневые испытания в

_____
(наименование испытываемого участка)
Искусственные очаги пожара размером _____$м^2$ с горючим материалом _____
В результате испытания установлено время:
поджога очага пожара_____ (ч, мин)
срабатывания установки_____ (ч, мин)
появление воды из оросителя_____ (ч, мин)
Во время огневых испытаний установка сработала, искусственный очаг пожара потушен за _____ мин

Члены комиссии:
Заказчик _____ _____
(фамилия) (подпись)
Монтажная
организация _____ _____
(фамилия) (подпись)
Пожарная
охрана _____ _____
(фамилия, должность) (подпись)

ЖУРНАЛ
УЧЕТА ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ
И РЕМОНТА УСТАНОВКИ ПОЖАРОТУШЕНИЯ

Тип установки _____
Дата монтажа установки _____
Защищаемый объект _____

Дата	Вид технического обслуживания, ремонта	Техническое состояние установки и ее частей	Должность, фамилия и подпись проводящего ремонт или ТО	Подпись ответственного за эксплуатацию установки

Библиография

[1] Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. (ПБ 03-576-03), (Постановление Госгортехнадзора РФ от 11.06.03 № 91)

[2] Качество ремонта энергетического оборудования электростанций. СТО 17330 (проект)

[3] Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок воздухопроводов и газопроводов. (ПБ 03-581-03), (Постановление Госгортехнадзора РФ от 05.06.03 № 60)

[4] Типовая инструкция по эксплуатации сетей противопожарного водоснабжения на энергетических предприятиях (утв. Техническим директором ОАО РАО «ЕЭС России», 2007г.)

[5] Гидротурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования. СТО 093 (проект)

[6] Гидроэлектростанции. Охрана труда (правила безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании сооружений и оборудования ГЭС. Нормы и требования. СТО 091 (проект)

[7] Гидроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования». СТО 088 (проект)

*

обозначение стандарта

УДК _____ ОКС _____

**

код продукции

Ключевые слова: Ключевые слова: техническая система, гидроэлектростанция, организация, эксплуатация, техническое обслуживание, норма, требование, персонал, контроль

Руководитель организации-разработчика
Некоммерческое партнерство
«Гидроэнергетика России»
наименование организации

Исполнительный директор			Р.М. Хазиахметов
должность		личная подпись	инициалы, фамилия
Руководитель разработки	Главный эксперт		В.С. Серков
	должность	личная подпись	инициалы, фамилия

СОИСПОЛНИТЕЛЬ

Руководитель организации-соисполнителя
Филиал ОАО «Инженерный центр ЕЭС» - «Фирма ОРГРЭС»
наименование организации

	Директор		В.А. Купченко
	должность	личная подпись	инициалы, фамилия
Руководитель разработки	Начальник Центра инжиниринга ГЭС		В.Н. Байков
	должность	личная подпись	инициалы, фамилия
Исполнители	Старший бригадный инженер		Э.У. Незаметдинов
	должность	личная подпись	инициалы, фамилия