Приложение 4
к приказу ОАО «РусГидро»
от 24.08.2011 № 904
с изменениями и дополнениями
введенными приказом ПАО «РусГидро»
от 18.07.2018 № 515

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ ГИДРОГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ-РУСГИДРО»
(ОАО «РУСГИДРО»)

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ. ТЕХНИЧЕСКИЕ И АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ. УСЛОВИЯ ПОСТАВКИ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

СТО РусГидро 02.02.060-2011
(СТО 70238424.27.140.033-2010)

(с изменениями и дополнениями, введенными в действие приказом ПАО «РусГидро» от 18.07.2018 № 515)

Издание официальное

Москва 2011

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27.12.2002 № 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	Некоммерческим партнерством «Инновации в электроэнергетике» при участии Некоммерческого партнерства «Гидроэнергетика России», Филиала ОАО «Инженерный центр ЕЭС» – «Фирма ОРГРЭС».
2	ВНЕСЕН	Департаментом стандартизации и ресурсного нормирования ОАО «РусГидро» в соответствии с рекомендацией Рабочей группы по техническому регулированию ОАО «РусГидро» (протокол от 03.03.2011г. № 36, протокол от 06.12.2017 № 105)
3	ПРИНЯТ И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	Приказом ОАО «РусГидро» от 24.08.2011 № 904. Приказом ПАО «РусГидро» от 18.07.2018 № 515 в текст стандарта внесены изменения и дополнения.
4	ВВОДИТСЯ ВПЕРВЫЕ	

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

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 2
3 Термины и определения 4
4 Сокращения 5
5 Условия поставки. Основные требования и положения 6
6 Общие технические требования к техническим системам 12
7 Общие технические требования к автоматизированным системам 23
8 Требования надежности 25
9 Требования ремонтопригодности 25
10 Требования безопасности и охраны труда 26
11 Эргономические и эстетические требования 27
12 Требования к монтажу и наладке 28
13 Порядок поставки 28
14 Гарантии поставщиков и изготовителей 33
15 Требования по эксплуатации 33
Приложение А (рекомендуемое) Технические требования к системе ГРАМ и ГРНРМ 34
Приложение Б (рекомендуемое) Основные требования к объему документации, передаваемой заказчику при приемке АСУТП ГЭС из наладки 46
Приложение В (рекомендуемое) Организация и проведение входного контроля энергетического оборудования и средств управления на гидроэлектростанциях 48
Библиография 51

Введение

Стандарт «Гидроэлектростанции. Технические и автоматизированные системы. Условия поставки. Нормы и требования» (далее – Стандарт) разработан в соответствии с требованиями Федерального закона Российской Федерации от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

Настоящий Стандарт предназначен для реализации современных требований технического регулирования при строительстве и модернизации ГЭС. Требования и нормы настоящего Стандарта должны обеспечить условия для создания для ГЭС безопасных и эффективных технических и автоматизированных систем.

В настоящий Стандарт включены апробированные, подтвержденные опытом эксплуатации технические нормы, методики и рекомендации по поставке систем на строящиеся или модернизируемые ГЭС и ГАЭС.

Настоящий Стандарт входит в число стандартов организации группы «Гидроэлектростанции», относится к периоду жизненного цикла объектов регулирования «Создание».

Настоящий Стандарт направлен на повышение безопасности и эффективности вновь вводимых технических и автоматизированных систем гидроэлектростанций и устанавливает требования к поставкам для них комплектующего оборудования, технических средств, устройств и материалов. Применение Стандарта обеспечивает реализацию требований к основному оборудованию и техническим системам гидроэлектростанций, установленных в СТО 17330282.27.140.014-2008 «Технические системы гидроэлектростанций. Условия создания. Нормы и требования», СТО 17330282.27.140.010-2008 «Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования», СТО РусГидро 02.01.110-2015[1] «Гидротурбинные установки. Условия поставки. Нормы и требования», СТО 17330282.27.140.019-2008 «Гидрогенераторы. Условия поставки. Нормы и требования», СТО 17330282.27.140.015-2008 «Гидроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования», СТО 70238424.27.140.012-2011 «Гидроэлектростанции. Охрана труда (правила безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании сооружений и оборудования ГЭС. Нормы и требования», СТО 70238424.27.140.041-2010 «Гидроэлектростанции. Порядок Правила ввода в эксплуатацию оборудования, технических и автоматизированных систем. Нормы и требования».

В настоящем Стандарте использованы основные нормативные правовые, технические, организационно-распорядительные и информационные документы, относящиеся к области применения Стандарта, действовавшие в период его разработки. Введение в действие новых документов может потребовать внесения в настоящий Стандарт изменений и дополнений.

[1] Изменение введено в действие приказом ПАО «РусГидро» от 18.07.2018 № 515 – уточнение ссылки на актуализированную редакцию стандарта организации. Здесь и далее по тексту документа изменения и дополнения отражены синим шрифтом.

Стандарт организации ОАО «РусГидро»

Гидроэлектростанции. Технические и автоматизированные системы. Условия поставки. Нормы и требования

Дата введения _____

1 Область применения

1.1 Объектами регулирования настоящего Стандарта являются процессы проектирования (в части составления технических требований и технических заданий), заказа, поставки, выполнения монтажных и пуско-наладочных работ, приемки от изготовителя (поставщика) и ввода в эксплуатацию технических и автоматизированных систем, автоматических систем группового регулирования активной мощности (ГРАМ) и регулирования напряжения и реактивной мощности (ГРНРМ) при строительстве и (или) реконструкции ГЭС и ГАЭС.

1.2 Настоящий Стандарт предусматривает возможность использования его норм и требований на гидроаккумулирующих электростанциях (ГАЭС) и малых ГЭС при условии учета специфических для этих электростанций условий.

1.3 Настоящий Стандарт устанавливает требования к составлению технических требований, заказу, поставке, приемке от поставщика технических и автоматизированных систем, автоматических систем ГРАМ и ГРНРМ и регулирует вопросы предъявления и контроля реализации технических требований к оборудованию, техническим средствам и материалам, необходимым для надежной и безопасной эксплуатации гидроэлектростанций.

Учитывая актуальность внедрения автоматических систем ГРАМ и ГРНРМ, в настоящем стандарте приведены подробные технические требования к этим системам (приложение А).

1.4 Настоящий Стандарт предназначен для применения гидрогенерирующими компаниями (эксплуатирующими организациями) [далее – компаниями (организациями)], являющимися заказчиками при заключении договоров подряда на проектные, конструкторские, монтажные работы, на поставку и приемку технических и автоматизированных систем. Настоящий стандарт предназначен также для применения иными специализированными организациями, привлекаемыми к разработке проектов и приемке оборудования, выполняющими заказы на изготовление, поставку, монтаж, наладку и приемку систем, являющихся объектами регулирования настоящего стандарта.

1.5 В настоящем стандарте использованы основные законодательные, нормативно-технические, распорядительные и информационные документы,

относящиеся к области применения настоящего стандарта, действующие в период его разработки.

1.6 Настоящий стандарт устанавливает общие требования и нормы в сфере своего применения. Настоящий стандарт не учитывает все возможные особенности исполнения его требований на отдельных гидроэлектростанциях. В развитие настоящего стандарта компанией (организацией) – заказчиком систем и оборудования могут быть разработаны дополнительные требования, учитывающие особенности поставки оборудования на конкретную гидроэлектростанцию, не противоречащие требованиям действующих нормативных документов, настоящего стандарта и не снижающие уровень этих требований.

1.7 Настоящий Стандарт должен быть пересмотрен в случаях ввода в действие новых технических регламентов и стандартов, содержащих не примененные в настоящем Стандарте требования, а также при необходимости введения новых требований и рекомендаций, обусловленных накоплением новых знаний по контролю технического состояния оборудования.

2 Нормативные ссылки

В настоящем Стандарте использованы ссылки на следующие нормативные правовые акты и стандарты:

Федеральный закон Российской Федерации от 21.07.97 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

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

ГОСТ 2.114 Единая система конструкторской документации. Технические условия

ГОСТ 2.601 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы

ГОСТ 9.014 Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования

ГОСТ 10198 Ящики дощатые для грузов массой св. 500 до 20000 кг. Общие технические условия

ГОСТ 12997-84 Изделия ГСП. Общие технические условия

ГОСТ 15150-69* Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды

ГОСТ 15467-79 Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения

ГОСТ 23170-78* Упаковка для изделий машиностроения. Общие требования

ГОСТ 12.2.049-80* Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования

ГОСТ 12.2.062-81* Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные

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

ГОСТ 24.701-86. Единая система стандартов автоматизированных систем управления. Надежность автоматизированных систем управления. Основные положения

ГОСТ 5616-89. Генераторы и генераторы-двигатели электрические гидротурбинные. Общие технические условия

ГОСТ 175161-90 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам

ГОСТ 30247.0-94 Конструкции строительные. Методы испытаний на горючесть

ГОСТ 14192-96* Маркировка грузов

ГОСТ 21.101-97 Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации

ГОСТ Р 8.596-2002 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение измерительных систем. Основные положения

ГОСТ Р 55890-2013 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков мощности. Нормы и требования

ГОСТ Р 56969-2016 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Обеспечение согласованной работы централизованных систем автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности и автомтики управления активной мощностью гидравлических электростанций. Нормы и требования

ГОСТ Р 57114-2016 Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения»[2]

СТО 17330282.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 17330282.27.140.005-2008 Гидротурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 17330282.27.140.006-2008 Гидрогенераторы. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 17330282.27.140.007-2008 Технические системы гидроэлектростанций Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 17330282.27.140.009-2008 Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

[2] Дополнения введены приказом ПАО «РусГидро» от 18.07.2018 № 515

СТО 17330282.27.140.010-2008 Автоматизированные системы управления технологическими процессами ГЭС и ГАЭС. Условия создания. Нормы и требования

СТО 17330282.27.140.014-2008 Технические системы гидроэлектростанций. Условия создания. Нормы и требования

СТО 17330282.27.140.015-2008 Гидроэлектростанции. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 17330282.27.140.019-2008 Гидрогенераторы. Условия поставки. Нормы и требования

СТО 17230282.27.010.002-2008 Оценка соответствия в электроэнергетике

СТО 70238424.27.140.041-2010 Гидроэлектростанции. Порядок Правила ввода в эксплуатацию оборудования, технических и автоматизированных систем. Нормы и требования

СТО 70238424.27.140.012-2011 Гидроэлектростанции. Охрана труда (правила безопасности) при эксплуатации и техническом обслуживании сооружений и оборудования ГЭС. Нормы и требования

СТО РусГидро 02.01.110-2015 Гидротурбинные установки. Условия поставки. Нормы и требования

Примечание - при пользовании настоящим Стандартом целесообразно проверить действие ссылочных нормативных правовых актов и стандартов 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 Стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины и определения в соответствии с ГОСТ Р 55890-2013, ГОСТ Р 56969-2016, ГОСТ Р 57114-2016 и СТО 17330282.27.010.001-2008[3], а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **изготовитель**: Организация независимо от ее формы собственности, а также индивидуальный предприниматель, производящие товары для реализации потребителям.

3.2 **основной исполнитель**: Юридическое лицо (организация, предприятие), выполняющее все работы, либо часть работ по созданию системы (как правило, по хозяйственному договору между ним и заказчиком) и несущее ответственность за соответствие разработки требованиям, содержащимся в задании на создание системы.

[3] Термины и определения, приведенные в СТО 17330282.27.010.001-2008, подлежат применению в части, не противоречащей отраслевому законодательству и ГОСТ Р 57114-2016.

3.3 **соисполнитель:** Юридическое лицо (организация, предприятие), участвующее в создании системы и выполняющее порученные ему работы по договору с основным исполнителем.

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

Примечание: К технической документации относятся конструкторская и технологическая документация, техническое задание на разработку продукции и т.д.

3.5 **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 маслоснабжения и др.).

4 Сокращения

АРВ - автоматический регулятор возбуждения;
АРМ - автоматизированное рабочее место;
АСУТП - автоматизированная система управления технологическим процессом;
АРУН - автоматический регулятор напряжения узла;
АЩ - агрегатный щит;
ГАЭС - гидроаккумулирующая электростанция;
ГРАМ - групповой регулятор активной мощности;
ГРНРМ - групповой регулятор напряжения и реактивной мощности;
ГТП - группа точек поставки;
ГЭС - гидроэлектростанция;
ДУ - дистанционное управление;
ЗВМ - задатчик вторичной мощности;
ЗИП - запасные части и приспособления;
ИВС - информационно-вычислительная система;
ИИС - информационно измерительная система;
ИК - измерительный канал;
ИУ - исполнительное устройство;
КТС - комплекс технических средств;
ЛУ - логическое управление;
МНУ - маслонапорная установка;
НПРЧ - нормированное первичное регулирование частоты;
НПУ - нормальный подпорный уровень;
ОМВ - ограничитель минимального возбуждения;
ОП - ограничитель перегрузки;
ОПРЧ - общее первичное регулирование частоты;
ПА - противоаварийная автоматика;
ПД - пропорционально дифференциальный;
ПЗ - проектное землетрясение;

ПИ - пропорционально интегральный;
ПК - приемочная комиссия;
ПТК - программно-технический комплекс;
РПН - регулируемый под нагрузкой;
РЗА - релейная защита и автоматика;
РЧВ - регулятор частоты вращения;
САР - система автоматического регулирования;
СИ - средство измерения;
СК - синхронный компенсатор;
СМХ - станционное масляное хозяйство;
СН - собственные нужды;
ТБ - технологическая блокировка;
ТВС - техническое водоснабжение;
ТЗ - технологическая защита;
ТС - технологическая сигнализация;
ТЭО - технико-экономическое обоснование;
УВ - управляющее воздействие;
УВК - управляющий вычислительный комплекс;
УСО - устройство связи с объектом;
ФМХ - филиальное масляное хозяйство;
ФПУ - форсированный подпорный уровень;
ЦКС АРЧМ - центральная координирующая система автоматического регулирования частоты и перетоков мощности;
ЦМХ - централизованное масляное хозяйство;
ЦПУ - центральный пульт управления;
ЦР - центральный регулятор;
ЦС АРЧМ - централизованная система автоматического регулирования частоты и перетоков мощности.

5 Условия поставки. Основные требования и положения

5.1 Основные положения и задачи

5.1.1 Задачами поставки технических и автоматизированных систем, а также систем ГРАМ и ГРНРМ при строительстве или реконструкции ГЭС является предъявление и контроль реализации технических требований к оборудованию, техническим средствам и материалам, необходимым для создания систем, обеспечивающих надежную и безопасную эксплуатацию гидроэлектростанций.

5.1.2 В работах по поставке принимают участие:

- заказчик;
- основной исполнитель (генподрядчик);
- исполнитель (соисполнитель) – в качестве исполнителя (соисполнителя) могут выступать организации-проектировщики всего проекта, либо отдельных его частей, организации строительные, монтажные, наладочные, специализированные организации для проведения метрологической экспертизы

проектной документации и другие. Привлечение исполнителей (соисполнителей) является прерогативой заказчика или основного исполнителя и должно во всех случаях согласовываться между ними, при этом должна быть установлена практика привлечения к подрядным проектным, строительным, монтажным и пуско-наладочным работам исключительно специализированных организаций, имеющих положительный опыт монтажных и пуско-наладочных работ;

- поставщик.

Заказчику рекомендуется обращаться за поставкой технических систем и соответствующего оборудования исключительно к организациям, имеющим положительный опыт поставки, гарантирующий эффективность, надёжность и безопасность эксплуатации систем и оборудования.

5.1.3 Основным документом, регулирующим правовые и финансовые отношения сторон, является договор, заключаемый заказчиком с привлекаемыми им проектными, проектно-строительными организациями и другими юридическими и финансовыми лицами. Неотъемлемой частью договора должно быть задание на создание систем, учитывающее требования заказчика и утвержденное им.

5.1.4 Взаимоотношения участников работ определяются с учетом статусов организаций-участников и могут уточняться в пределах этих статусов в хозяйственных договорах, программах и планах-графиках работ.

5.1.5 Для организации поставки систем заказчиком необходимо выполнение следующих условий:

- утверждение заказчиком и основным исполнителем задания на проектирование систем и согласования его со всеми организациями-соисполнителями;

- получение от основного исполнителя или генпроектировщика утвержденной проектной документации на создаваемые системы;

- получение положительных результатов контроля соответствия качества проектной документации требованиям задания на проектирование; экспертиза проводится персоналом заказчика или специализированной организации (специализированных организаций) с учетом требований настоящего Стандарта, а также с учетом требований стандартов СТО РусГидро 02.01.110-2015 и СТО 17330282.27.140.019-2008.

5.1.6 Объектами поставки являются следующие общестанционные системы:

- система технического водоснабжения;
- система технического воздухоснабжения;
- система маслоснабжения;
- автоматизированные системы управления;
- информационные системы;
- системы ГРАМ, ГРНРМ (группового регулирования активной/реактивной мощности).

5.1.7 Поставка систем осуществляется в следующем порядке:

- формирование технических требований заказчика к системам и разработка конкурсной документации на поставку оборудования и выполнение требуемого объема работ. Работы осуществляет заказчик либо привлеченная им по договору проектная или иная организация;

- проведение конкурсов на поставку оборудования, технических средств и материалов. Ответственность за выполнение работ несет заказчик.

Примечание – При выборе оборудования, технических средств или материалов, отличающихся от принятых в проекте по техническим характеристикам, степени защищенности, габаритам или другим параметрам, могущим оказать влияние на качество создания или функционирования систем, должно быть проведено согласование этого выбора с генпроектировщиком;

- определение заказчиком поставщика (поставщиков) оборудования, технических средств и материалов и заключение заказчиком договоров с поставщиками на объем работ, предусмотренный конкурсом;

- закупка поставщиком оборудования, технических средств и материалов у заводов-изготовителей и комплектация систем на складе поставщика. ПТК АСУТП или информационных систем, как правило, комплектуется на полигоне изготовителя или разработчика программного обеспечения;

- транспортировка оборудования, технических средств и материалов поставщиком на склад заказчика.

- входной контроль оборудования, технических средств и материалов на складе заказчика и передача их строительно-монтажным организациям, если установка и монтаж оборудования не выполняется поставщиком. Ответственность за выполнение работ несет заказчик;

Примечание – Внесение изменений в конструкцию оборудования и систем допускается только при согласовании с генпроектировщиком, заводом-изготовителем и поставщиком.

- проведение испытаний систем и сдача–приемка их в опытную эксплуатацию. Ответственность за выполнение работ несут поставщик и заказчик;

- проведение испытаний систем и сдача–приемка их в постоянную эксплуатацию. Ответственность за выполнение работ несет поставщик и заказчик.

5.1.8 При формулировании технических требований заказчика в конкурсной документации должны быть предоставлены все сведения, которые могут повлиять на объем поставки, выбор параметров, условий монтажа и эксплуатации систем:

- описание требуемого объема работ, таких как проектирование, поставка материалов, наличие трудовых ресурсов, изготовление, обеспечение и контроль качества, сборка на заводе, испытания на заводе, объем поставки запасных частей, транспортировка и поставка на объект, монтаж на объекте, ввод в эксплуатацию, приемочные испытания, гарантии, обучение персонала и другие работы, определенные или необходимые согласно пунктам работ;

- требования к графику работ по проектированию, изготовлению, поставке, монтажу и испытаниям;

- краткое описание пункта поставки, в который должны быть сделаны все материальные поставки;
- лица и организация, которым должны быть произведены поставки;
- требования по упаковке, отгрузке и пределам транспортировки.

5.1.9 При поставке оборудования автоматических систем ГРАМ и ГРНРМ, заказчик должен иметь официальное уведомление от завода-изготовителя и поставщика основного оборудования о наличии и границах неблагоприятных и запрещённых зон работы турбины и генератора.

5.2 Природные условия нахождения объекта

5.2.1 При составлении технических требований на поставку технических систем (конкурсной или тендерной документации) заказчиком должна быть предоставлена следующая информация:

Местонахождение объекта	
Река	
Район	
Особенности объекта: метод доступа, специальные особенности строительства, описание гидравлической схемы (дамбы, водохранилища, каналы, и т.д.)	
Краткое описание места, куда должны быть сделаны все поставки оборудования	
Географическая широта места расположения	
Расчётное барометрическое давление	
Климат района	
среднегодовая температура воздуха составляет	
самого холодного месяца,^{0}C	
самого теплого месяца, ^{0}C	
абсолютный максимум температуры воздуха достигал ^{0}C	
абсолютный минимум падал до ^{0}C	
Средняя температура воды в водохранилище в летний период , ^{0}C	
Среднегодовая скорость ветра, м/с	
Расходы по реке (макс, мин)	
Продолжительность ледостава, дней	
Мутность реки, г/м^3	
Гранулометрический и петрографический состав взвешенных частиц	
Состав взвешенных частиц и их твердость	
Химический состав воды	
Расчетная сейсмичность ПЗ района строительства ГЭС составляет баллов по шкале MSK-64	
Горизонтальное ускорение, м/с^2	
Вертикальное ускорение, м/с^2	

5.3 Основные характеристики ГЭС

5.3.1 Заказчиком при составлении технических требований на поставку должны быть указаны характеристики, содержащие все необходимые сведения, которые могут повлиять на выбор типов и параметров систем, условий их монтажа и эксплуатации:

Установленная мощность ГЭС, МВт	
Количество гидроагрегатов, единиц	
Назначение гидроэлектростанции и описание электроэнергетической системы, на которую она будет работать	
Описание проточного тракта (водозабор, водовод, уравнительный резервуар, затворы, нижний бьеф)	
Общее описание схем управления гидроэлектростанции и степень автоматизации	
Колебания частоты, Гц	
Среднегодовая выработка энергии, млрд.кВт.ч	
Режим работы ГЭС (пиковый, базовый)	
Расчетные уровни в верхнем бьефе ГЭС, м:	
- наибольший форсированный (ФПУ)	
- нормальный подпорный (НПУ)	
- максимальная сработка (летом)	
- наименьший при пуске _____гидроагрегатов первой очереди	
Уровни в нижнем бьефе ГЭС, м:	
- максимальный	
- минимальный	
- при пропуске максимального расхода воды в половодье 0,01 % обеспеченности при расходе Q = _____ $м^3/с$,	
Тип здания ГЭС	
Температура воздуха в здании ГЭС в местах установки оборудования, плюс °С:	
- максимальная в машзале	
- максимальная в турбинном помещении	
- минимальная в машзале	
- минимальная в турбинном помещении	
Подача воды к зданию ГЭС	
Турбинные водоводы, шт	
Длина водовода, м	
Диаметр водовода, м	
Номер чертежа водоводов	
Турбинные затворы (наличие)	
Гидротурбина (тип) Расчетный расход воды через турбины, $м^3/с$	
Напоры брутто, м:	

- максимальный	
- минимальный	
- пусковой	
Регулятор частоты вращения (тип)	
Гидрогенератор (тип)	
Нулевая отметка (нижней плоскости фундамента), м	
Отметка средней линии направляющего аппарата, м	
Отметка расположения гидрогенератора над уровнем моря, м	
Отметка пола машинного зала, м	
Температура проходящей через гидротурбину воды, ^{0}С:	
- максимальная	
- минимальная	
Температура охлаждающей технической воды в месте отбора, °С:	
- максимальная	
- минимальная	
Возможное давление технической воды в теплообменных аппаратах гидрогенератора (при заборе воды из водохранилища), м вод. ст.:	
- максимальное	
- минимальное	
Давление воды в системе пожаротушения, м вод. столба:	
- максимальное	
- минимальное	
Диаметр отверстий в фильтрах технического водоснабжения, мм	
Наличие дрейсены	
Схема выдачи мощности	
Схема присоединения генератора к повышающему трансформатору (к сборным шинам генераторного напряжения, укрупненному блоку, и т.д.)	
Параметры повышающего трансформатора (тип, напряжение короткого замыкания)	
Гидрогенератор и его технологические системы должны обеспечивать работу агрегата без постоянного обслуживающего персонала (да/нет)	
Отметка, максимальная высота крановой подвески крана, м	
Работа гидроагрегатов в режиме синхронного компенсатора (СК):	
-интервал перевода гидроагрегатов в режим СК, мин	
-максимальное число гидроагрегатов, работающих в режиме СК	
Давление сжатого воздуха в воздухосборниках системы СК, МПа	
Объем воздуха на начальное отжатие воды из камеры РК при окружающем давлении (р= 1 бар)	
Параметры подкачки воздуха в режиме СК	
Наличие и параметры смазки уплотнений турбины при работе в режиме СК	

Потребляемая мощность в режиме СК в турбинном/насосном направлении, МВт	
Давление в системе технического воздухоснабжения	
Давление на ремонтное уплотнение	
Климатическое исполнение оборудования	
Номинальные значения механических внешних воздействующих факторов на электротехнические изделия согласно ГОСТ 175161	
Уровни вибрационных воздействий на электротехнические изделия согласно ГОСТ 175161	
Тип применяемых станционных кранов, их параметры	
Геометрические размеры здания ГЭС	
Геометрические размеры монтажной площадки	
Номера чертежей здания ГЭС	
Характеристики СН постоянного и переменного тока	
Присоединительные размеры технических и технологических систем и вспомогательных систем основного оборудования	

6 Общие технические требования к техническим системам

Раздел содержит требования к системе технического водоснабжения, к системе технического воздухоснабжения и к системе маслоснабжения, а также к системам ГРАМ и ГРНРМ.

6.1 Технические требования к системе технического водоснабжения

6.1.1 Система технического водоснабжения должна обеспечивать:

- бесперебойную подачу технической воды нормативной температуры в необходимом количестве и требуемого качества;
- предотвращение загрязнения системы технического водоснабжения;
- выполнение требований охраны окружающей среды.

6.1.2 В зависимости от напора ГЭС система технического водоснабжения должна выполняться либо:

- самотечной;
- самотечно-сифонной;
- самотечно – насосной;
- насосной;
- эжекторной.

6.1.3 Выбор типа и параметров системы технического водоснабжения производится генеральным проектировщиком с учетом требований стандарта СТО 17330282.27.140.014-2008. Заказчик может указать предпочтительный тип и параметры системы технического водоснабжения.

Для обеспечения безопасности эксплуатации рекомендуется применять секционированную компоновку системы технического водоснабжения.

6.1.4 Выбор параметров системы ТВС осуществляется также на основании расчетов, учитывающих наличие следующих потребителей:

- воздухоохладители генераторов с воздушным охлаждением;

- теплообменники генераторов с водяным охлаждением;
- теплообменники систем тиристорного возбуждения с водяным охлаждением;
- маслоохладители подпятника и подшипников генераторов;
- маслоохладители подшипников турбин с масляной смазкой;
- подшипники турбин с водяной смазкой;
- уплотнение вала турбины;
- лабиринтные уплотнения рабочих колес радиально-осевых турбин при работе в режиме СК;
- маслоохладители трансформаторов;
- маслоохладители маслонапорных установок;
- теплообменники и узлы вспомогательного оборудования и другие технологические водопотребители (компрессоры, воздуходувки, подшипники артезианских насосов и т.п.).

Для потребителей должны быть указаны:

- расходы охлаждающей воды на оборудовании на основании технических проектов и согласованных данных заводов изготовителей основного оборудования;
- химический состав воды;
- данные по наносам, микроорганизмам, дрейсене;
- температура воды на уровне водозаборов по сезонам;
- климатические условия;
- уровень бьефов;
- гидравлические сопротивления потребителей.

6.1.5 При наличии в воде дрейсены должны быть предусмотрены меры по борьбе с ней - обеспечение скорости воды в трубопроводе более 2,5 м/с и возможность промыва обратным потоком воды.

6.1.6 Расчетный расход воды в системе должен быть принят по суммарному расходу всех потребителей при максимальной мощности гидроагрегата и максимальной расчетной температуре воды на уровне водозабора.

6.1.7 В системе технического водоснабжения должна быть предусмотрена возможность автоматического и ручного регулирования расхода воды с применением регулирующей арматуры.

6.1.8 Для обеспечения непрерывной подачи воды к потребителям предусматривается 100 % резервирование по водозаборам, фильтрам, насосам, обеспечивающим расчетную подачу.

6.1.9 Насосные агрегаты системы технического водоснабжения должны оснащаться локальными системами управления на базе микропроцессорной техники и поставляться совместно с панелями управления (иное выполняется по согласованию с заказчиком).

6.1.10 Щиты управления и электропитание артезианских насосов на ГЭС следует при возможности размещать вне зоны возможного затопления (выше уровня нижнего бьефа).

6.1.11 Оснащение водозаборов деаэраторами, а также забор воды из отстойников, уравнительных резервуаров, гидроциклонов, артезианских скважин и других нестандартных источников выполняется по согласованию с заказчиком.

6.1.12 Фильтрующие элементы фильтров должны быть выполнены из коррозионностойкого материала. В конструкции фильтра должна быть предусмотрена ручная и/или автоматизированная промывка обратным потоком воды.

6.1.13 Система питания теплообменников должна обеспечивать полное и постоянное заполнение водой теплообменников во всех режимах работы, включая длительную остановку системы.

В системе питания маслоохладителей трансформаторов должно обеспечиваться постоянное превышение давления масла над давлением воды не менее чем на 0,01-0,02 МПа во всех режимах. В системе также должно быть предусмотрено устройство, обеспечивающее отбор проб воды до и после маслоохладителей на содержание масла в воде.

Материал трубок маслоохладителей должен выбираться по согласованию с Заказчиком (медь, томпак, другие).

Должна быть предусмотрена работа системы питания теплообменников с прямым и обратным потоком воды.

6.1.14 Сливные трубопроводы должны быть выведены под минимальный уровень воды в бьефе на глубину не менее 0,5 м с учетом неустановившегося режима.

При расположении оборудования системы ниже отметки выхода сливной трубы должна быть предусмотрена возможность установки заглушки либо хлопушки на ее выходе и скоб для водолазных работ.

6.1.15 Трубопроводы, прокладываемые в бетоне, должны быть заложены ниже глубины его промерзания.

Для трубопроводов открытой прокладки в системе должны применяться электросварные и водогазопроводные трубы, для закладных трубопроводов - горячедеформированные трубы с запасом на ржавление не менее 2 мм. Применение оцинкованных или нержавеющих труб с фланцевыми соединениями, а также необходимость применения коррозионностойких труб из других материалов должны быть указаны заказчиком. Фасонные части трубопроводов (отводы, тройники) должны применяться промышленного изготовления.

При разности расчетных температур окружающего воздуха и наружной стенки трубы более 10˚С в помещениях с относительной влажностью свыше 80 % должна быть предусмотрена теплоизоляция трубопроводов.

6.1.16 Запорная и запорно-регулирующая арматура должна применяться общепромышленного изготовления. На трубопроводах системы после водозабора и на сливном трубопроводе, выходящем на уровень верхнего или нижнего бьефов, устанавливаются стальные задвижки.

Автоматическая подача воды в систему должна осуществляться с помощью задвижки снабженной автоматическим приводом.

На гидроприводах задвижек должны устанавливаться дроссели для предотвращения гидравлического удара в системе технического водоснабжения.

6.1.17 В системе технического водоснабжения автоматическому контролю подлежат расходы воды на маслоохладителях подпятника и подшипников гидрогенератора, турбинного подшипника с масляной смазкой, через турбинный подшипник с водяной смазкой, а также через уплотнение вала турбины.

Должна обеспечиваться возможность визуального контроля давления в напорном и сливных трубопроводах, до и после насосов, до и после фильтров, а также температуры воды на входе и выходе теплообменников.

Должна предусматриваться возможность установки контрольных манометров, расходомеров и термометров для испытаний и наладки системы технического водоснабжения.

6.2 Технические требования к системе технического воздухоснабжения.

6.2.1 Пневматическое хозяйство должно обеспечивать всех потребителей сжатым воздухом с требуемыми параметрами (давление, расход, влагосодержание) и включать следующие системы:

- механического торможения гидроагрегатов;
- технических нужд (пневмоинструменты, пескоструйная очистка и окраска металлоконструкций и т.п.) с давлением 0,8 МПа;
- создания полыньи перед затворами водосбросной плотины с давлением 0,8 МПа;
- пневмогидравлической аппаратуры с давлением 0,8-4,0 МПа, а также регулирующих клапанов с пневматическим мембранным или сильфонным исполнительными механизмами с давлением 0,15-1,0 МПа;
- пневматического ремонтного уплотнения вала гидротурбины с давлением 0,8 МПа;
- отжатия воды из камер рабочих колес гидротурбин для работы гидроагрегата в режиме СК и в режиме перевода обратимого гидроагрегата в насосный режим с давлением от 0,8 до 4,2 МПа;
- зарядки гидроаккумуляторов МНУ и периодической автоматической их подзарядки с давлением от 4,2 до 7,0 МПа;
- электрических коммутационных аппаратов – воздушных выключателей и пневматических приводов маломасляных выключателей, а также разъединителей высокого напряжения с пневматическим приводом с рабочими давлениями от 0,8 до 4,0 МПа;
- уплотнения турбинных затворов с давлением от 0,8 до 4,0 МПа;
- впуска воздуха в камеру рабочего колеса гидротурбины при работе в нестационарных режимах с давлением 0,8 МПа (при необходимости).

6.2.2 Оборудование системы технического воздухоснабжения должно соответствовать требованиям правил [1], [2].

6.2.3 Снабжение сжатым воздухом каждой из систем должно осуществляться по самостоятельной магистрали, подключенной к соответствующему воздухосборнику.

Допускается снабжение от одной системы воздухопроводов следующих потребителей:

- пневматических уплотнений турбинных затворов высоконапорных электростанций и зарядки гидроаккумуляторов МНУ;
- системы собственных нужд и системы создания полыньи перед затворами водосбросной плотины;
- системы торможения, ремонтного уплотнения вала турбины и турбинного затвора при давлении до 0,8 МПа.

Требование на создание объединенной компрессорной станции с компрессорными установками для обслуживания нескольких потребителей, а также резервирование систем с применением автоматических редуцирующих устройств формулируется заказчиком.

6.2.4 Стационарные компрессорные установки должны быть установлены в специально выделенных помещениях гидроэлектростанции. Стены и перекрытия этих помещений должны быть капитальными с пределом огнестойкости не менее REI 150 по ГОСТ 30247.0. Помещения должны быть оборудованы вентиляцией и отапливаемыми для поддержания температуры от плюс 10 до плюс 30˚С, обеспечивающую нормальную работу оборудования.

Помещения должны быть оборудованы необходимыми грузоподъемными устройствами и средствами механизации, а также иметь отделенную перегородкой монтажную площадку для ремонта компрессоров.

В помещениях не должны размещаться оборудование и аппаратура, технологически не связанные с системой технического воздухоснабжения.

6.2.5 Сброс масляноводяного конденсата при продувке компрессоров, воздухосборников, магистралей должен осуществляться через маслоулавливающие устройства.

Масляноводяной конденсат должен сбрасываться в системы замасленных стоков.

6.2.6 Работа компрессорных установок для поддержания заданного уровня давления в воздухосборниках и магистралях, а также управление и контроль за состоянием оборудования должны быть полностью автоматизированы.

Компрессорные установки должны оснащаться локальными системами управления на базе микропроцессорной техники и поставляться совместно с панелями управления (иное выполняется по согласованию с заказчиком).

6.2.7 Суммарная производительность компрессоров для технических нужд должна обеспечивать одновременную работу расчетного числа пневматических инструментов, для предусмотренных капитальных ремонтов гидроагрегатов или здания электростанции. Производительность должна быть не менее:

- 5 $м^3$/мин при 2-4 агрегатах на ГЭС;
- 10 $м^3$/мин при 5-8 агрегатах;

- 15 м^3/мин при 9-12 агрегатах;
- 20 м^3/мин при числе агрегатов более 12.

Количество устанавливаемых компрессоров должно быть не менее двух.

Компрессоры для обеспечения взаимного резервирования системы торможения и собственных нужд по согласованию с заказчиком могут быть разнотипными.

Для объектов, не имеющих стационарной разводки магистралей сжатого воздуха для технических нужд, должна предусматриваться передвижная компрессорная станция производительностью не менее 5 м^3/мин.

6.2.8 В системе создания полыньи производительность компрессоров должна определяться из расчета расхода воздуха от 0,02 до 0,03 м^3/мин на 1 м длины незамерзающего фронта.

Вместимость воздухосборников этой установки (м^3) должна приниматься равной значению минутной производительности рабочих компрессоров. Независимо от количества рабочих компрессоров предусматривается один резервный компрессор.

Давление в воздухосборниках и их местоположение принимаются с учетом не менее 50 % термодинамической осушки сжатого воздуха, поступающего в магистральный трубопровод.

6.2.9 Воздухосборники должны размещаться вблизи компрессорной установки. Расстояние между воздухосборниками и потребителями должны быть не более 600 м. В случае большего расстояния должен устанавливаться дополнительный воздухосборник.

Расстояние между воздухосборниками принимается не менее 1,5 м, а между воздухосборником и стеной не менее 1 м.

6.2.10 Применение воздухосборников трубного типа, в качестве которых используются воздухопроводы-коллекторы из труб диаметром до 1,4 м и давлением до 6,4 МПа, должно быть согласовано с заказчиком. Такой воздухосборник не должен быть заложен в бетон, у деформационных швов он должен быть оборудован компенсатором.

6.2.11 В системе механического торможения гидроагрегатов устанавливается один воздухосборник, емкость которого определяется возможностью осуществления двух циклов торможения (без учета включения компрессора) всех гидроагрегатов гидроэлектростанции, соединенных в один электрический блок. Начальное давление в воздухосборнике должно быть принято 0,7 МПа, а конечное 0,5 МПа.

Расход воздуха за один цикл торможения должен соответствовать техническим заданиям на поставку гидрогенераторов. Время восстановления давления в воздухосборнике не должно превышать время восстановления давления в МНУ.

Выхлоп воздуха по растормаживанию гидроагрегата должен выполняться индивидуально для каждого из гидроагрегатов, через маслоулавливающее устройство. Отвод воздуха от маслоулавливающего устройства должен осуществляться в атмосферу за пределами здания ГЭС.

6.2.12 В системе воздухоснабжения пневмогидравлической аппаратуры должен устанавливаться один воздухосборник вместимостью, обеспечивающей работу аппаратуры от 2 до 3 ч без включения компрессора.

Расход воздуха на одну измерительную (импульсную) трубку должен приниматься ориентировочно от 5 до 12 л/ч. Питание воздухосборника рекомендуется осуществлять от компрессорных групп как низкого, так и высокого давления с соответствующим редуцированием.

6.2.13 В системе отжатия воды из камер рабочих колес вертикальных гидроагрегатов для работы в режиме СК и для перевода в насосный режим обратимых гидроагрегатов допускается использовать сжатый воздух давлением от0,8 до 4,2 МПа. Значение давления указывается заказчиком или назначается в проекте по согласованию с заказчиком на основании сравнения различных вариантов исполнения системы.

Подвод воздуха в разгрузочную полость радиально-осевой гидромашины давлением выше 3 МПа не допускается во избежание тупикового удара.

Расход воздуха на первоначальное отжатие воды, а также утечки после отжатия должны определяться по техническим параметрам гидротурбины и уровням нижнего бьефа электростанции.

При давлении в системе отжатия свыше 0,8 МПа для поддержания заданного уровня отжатия по согласованию с заказчиком должны применяться воздуходувки, компрессоры низкого давления или водовоздушные эжекторы.

Подвод воздуха от этих устройств в камеру рабочего колеса должен осуществляться по отдельным трубопроводам, не связанным с трубопроводами первоначального отжатия.

Производительность компрессоров должна определяться по максимально допустимой продолжительности восстановления давления в воздухосборниках для последующего перевода гидроагрегатов в режим СК, а для ГАЭС – также для пуска в насосный режим обратимых гидромашин.

6.2.14 Давление в системе зарядки гидроаккумуляторов МНУ должно приниматься от 0,2 до 0,3 МПа выше номинального давления в системе регулирования.

Производительность компрессорного оборудования должна приниматься из расчета обеспечения первоначальной зарядки гидроаккумуляторов МНУ не более чем за 4 ч. При этом допускается зарядка гидроаккумуляторов до давления 0,8 МПа от систем низкого давления.

В системе зарядки гидроаккумуляторов МНУ должен устанавливаться резервный компрессор.

Вместимость воздухосборника ($м^3$) должна приниматься равной расходу воздуха на утечки в системе за 8 ч, но не менее значения минутной производительности рабочих компрессоров. Должен предусматриваться байпас для подачи воздуха в гидроаккумулятор, минуя воздухосборник.

6.2.15 Выбор оборудования системы воздухоснабжения высоковольтных воздушных выключателей и приводов разъединителей производится в соответствии с правилами [4].

6.2.16 Магистральные воздухопроводы должны выполняться для отдельных систем по следующим схемам:

- для системы торможения гидроагрегатов - по одинарной схеме, без секционных вентилей, с резервированием питания щитов торможения от магистралей технических нужд или пневмогидравлической аппаратуры;
- для системы технических нужд - по одинарной схеме, без секционных вентилей, вдоль тех помещений, где требуются отводы для присоединения потребителей (помещения вспомогательного оборудования агрегатов, щитовое помещение, потерна и т.п.);
- для системы создания полыньи - по одинарной схеме, без секционных вентилей, вдоль незамерзающего фронта (в потерне, щитовом помещении или по мосту в верхнем бьефе;
- для системы воздухоснабжения пневмогидравлической аппаратуры - по одинарной схеме, без секционных вентилей, вдоль помещений, где установлена аппаратура, а к приборам, удаленным от здания ГЭС, - в канале или по выступающим строительным конструкциям. Там, где это возможно, должно предусматриваться резервирование воздуховодов от систем торможения или собственных нужд;
- для системы отжатия воды из камер рабочих колес - по одинарной схеме, без секционных вентилей;
- для системы зарядки гидроаккумуляторов МНУ - по одинарной схеме, без секционных вентилей, вдоль помещений, где выполнены отводы к гидроаккумуляторам;
- для системы воздухоснабжения электрических распределительных устройств - по кольцевой схеме с секционными вентилями после каждого отвода, с двухсторонним питанием от компрессорной установки, с отключением не более одного потребителя. При расположении электрических аппаратов в один ряд возможно выполнение двойной магистрали без секционных вентилей с отводами к каждому потребителю от каждой магистрали. Разделение кольцевой магистрали секционными вентилями должно обеспечивать возможность ремонта любого участка трубопровода или элементов арматуры с отключением не более одного потребителя.

Магистральные трубопроводы должны прокладываться с уклоном 0,3 % с установкой в нижних точках вентилей для продувки сети. Ответвления к аппаратуре прокладываются с уклоном 0,3 % в направлении магистрали. По концам всех магистралей устанавливаются сборники влаги с продувочными вентилями.

Применение оцинкованных труб с фланцевыми соединениями указывается заказчиком.

Между шкафом управления и воздушным выключателем (разъединителем) должны применяться медные или латунные трубы.

6.2.17 Забор воздуха компрессорами производительностью более 10 $м^3$/мин должен осуществляться снаружи помещения компрессорной.

6.3 Технические требования к системе маслоснабжения

6.3.1 Масляное хозяйство должно обеспечивать все маслонаполненное оборудование гидроэлектростанции комплексом операций, связанных с приемом, хранением, обработкой, распределением и сбором масел, а также консистентных смазок различных марок.

6.3.2 Тип масляного хозяйства гидроэлектростанции: станционное масляное хозяйство (СМХ), централизованное масляное хозяйство каскада или группы электростанций (ЦМХ), филиальное масляное хозяйство (ФМХ) - должен быть указан заказчиком. Типы применяемых масел также должны быть указаны заказчиком.

6.3.3 Маслохранилище ЦМХ (СМХ) должно быть оборудовано следующим количеством резервуаров:

- для турбинного масла - три резервуара: для свежего, чистого, эксплуатационного масла;
- для изоляционного трансформаторного масла - три резервуара: для свежего, чистого, эксплуатационного масла;
- для изоляционного масла масляных выключателей - два резервуара: для чистого и эксплуатационного масла;
- для кабельного масла - два резервуара: для чистого и эксплуатационного масла;
- для масла гидроприводов - два резервуара: для чистого и эксплуатационного масла.

Кроме того, должно быть предусмотрено помещение для хранения бочек, канистр и т.п., заполненных маслами и смазками различных марок.

6.3.4 Маслохранилища должны выполняться открытыми либо закрытыми с металлическими резервуарами.

Маслохранилища размещаются с учетом противопожарных требований, а также удобства выполнения технологических коммуникаций.

Маслохранилища по возможности следует располагать на пристанционной площадке. В проекте должно быть предусмотрены меры по исключению попадания масла в воду при повреждении оборудования маслохозяйства.

В районах с минимальной расчетной температурой окружающего воздуха (средней, наиболее холодной пятидневки) минус 10˚С и ниже масляные резервуары предпочтительно размещать в закрытых отапливаемых помещениях, а при установке масляных резервуаров на открытом воздухе они должны оснащаться электроподогревом и теплоизоляцией.

Резервуары эксплуатационного и аварийного слива масла из маслонаполненного оборудования должны размещаться внутри здания на отметках, обеспечивающих слив масла к резервуарам самотеком.

6.3.5 Оборудование ЦМХ дополнительными резервуарами для свежего и эксплуатационного масла проводится по согласованию с заказчиком.

6.3.6 Каждый резервуар для турбинного и трансформаторного масла, кроме доливочных, должен вмещать не менее 110 % объема масла, заливаемого в гидроагрегат или наиболее крупный трансформатор.

Объем резервуаров свежего масла при доставке его железнодорожным транспортом, как правило, должен соответствовать объему цистерны.

Объем резервуаров изоляционного масла масляных выключателей принимается равным объему баков трех фаз выключателя плюс 1 % всего объема масла, залитого в аппараты и выключатели распределительных устройств гидроэлектростанции.

Объем резервуаров кабельного масла принимается равным объему одной наибольшей строительной длины кабеля плюс 1 % всего объема масла, залитого в маслонаполненные кабели гидроэлектростанции.

Объем резервуаров масла гидроприводов принимается равным 110 % объема масла, заливаемого в гидропривод одного затвора, включая маслонасосный агрегат.

6.3.7 Объем доливочных резервуаров, устанавливаемых на ФМХ и в подземных зданиях гидроэлектростанций, должен рассчитываться на 45-дневный запас турбинного масла для доливки во все гидроагрегаты, объем доливочных резервуаров изоляционного трансформаторного масла должен приниматься равным 10 % от объема масла самого крупного трансформатора.

6.3.8 Масляные резервуары должны оборудоваться:

- двумя люками, один из которых расположен на крышке резервуара;
- наружными и внутренними лестницами;
- ограждениями и поручнями;
- площадками для обслуживания приборов и арматуры;
- воздухоосушительными фильтрами;
- указателями (датчиками уровня);
- сливными, переливными, наливными и дыхательными патрубками;
- пробно-спускными краном на маслозаборном патрубке.

6.3.9 Масляные резервуары должны быть оборудованы указателями уровня для визуального контроля уровня у резервуара, а также дистанционными указателями в аппаратной масляного хозяйства.

6.3.10 Аппаратная масляного хозяйства должна обеспечивать:

- прием масла из транспортных средств и выдача в транспортные средства;
- распределение и хранение масла в резервуарах склада масла;
- обработку свежего масла и доведение его параметров до требований, предъявляемых к чистому маслу;
- дегазацию изоляционного масла на стационарной установке;
- азотирование изоляционного масла (при наличии электротехнического оборудования с азотной защитой);
- заполнение технологического оборудования чистым маслом и периодическую его доливку;
- обработку масла непосредственно на маслонаполненном оборудовании;
- прием эксплуатационного масла из технологического оборудования;
- выдачу эксплуатационного масла;
- выдачу отработанного масла;
- обработку отработанного, эксплуатационного масла и доведение его параметров до требований, предъявляемых к чистому маслу;
- сбор, хранение и выдачу отработанных масел на нефтебазу;

- отбор проб и проведение анализа масла;
- мойку тары;
- вакуумирование трансформаторов;
- выдачу чистого сухого масла;
- прием отработанного и эксплуатационного масла из ФМХ;
- вакуумную сушку, дегазацию и азотирование изоляционного масла передвижными установками.

В аппаратной должны быть предусмотрены две раздельные системы трубопроводов с соответствующей аппаратурой для раздельной обработки турбинного и трансформаторного масел.

6.3.11 Все приборы и оборудование, установленные в аппаратной, должны иметь стационарное подсоединение. Присоединение гибкими шлангами допускается только для передвижной маслоочистительной аппаратуры. Для передвижной аппаратуры обработки масла на месте установки маслонаполненного оборудования в аппаратной должно быть выделено специальное место.

6.3.12 В аппаратной должна быть установлена специальная колонка для операций по приему и выдаче масла, оборудованная четырьмя штуцерами (по два для турбинного и трансформаторного масла), а также поддоном для сбора протечек и отвода их в сборную емкость грязного масла.

6.3.13 Слив отработанного или эксплуатационного масла из маслонаполненного оборудования должен осуществляться самотеком.

6.3.14 Технологические трубопроводы масляного хозяйства прокладываются с уклоном в сторону их возможного опорожнения, при необходимости допускается оборудование трубопроводов специальными патрубками для опорожнения.

Должна быть предусмотрена возможность промыва технологических трубопроводов масляного хозяйства.

6.3.15 Технологические трубопроводы масляного хозяйства должны выполняться из стальных бесшовных труб, соединения трубопроводов должны быть сварными.

Технологические разъемы должны выполняться на фланцах типа «выступ-впадина».

Применение резьбовых соединений на линиях должно быть обосновано за исключением присоединений приборов и аппаратов.

6.3.16 Закладные масляные трубопроводы должны прокладываться в специальных металлических обоймах.

6.3.17 В местах подсоединения передвижной маслоочистительной аппаратуры или насосного оборудования технологические трубопроводы должны быть снабжены винтовыми заглушками.

6.3.18 Технологические трубопроводы для наполнения и слива масла из оборудования должны подводиться к гидроагрегату (подпятник, подшипники, МНУ) и трансформаторной мастерской (месту ревизии и ремонта трансформаторов на монтажной площадке).

Прокладка трубопроводов к главным трансформаторам в пределах здания гидроэлектростанции должна быть согласована с заказчиком.

6.3.19 Компоновка и конструкция маслонаполненного оборудования должна предусматривать исключение разлива масла и залповых выбросов масла из оборудования с последующим попаданием его в окружающую среду.

6.3.20 На площадках размещения трансформаторов и другого маслонаполненного оборудования должно быть предусмотрено устройство бортов, поддонов и сливных баков ёмкостью достаточной для принятия суммарного объёма масла, содержащегося в защищаемом маслонаполненном оборудовании.

6.3.21 На гидроэлектростанциях должны быть предусмотрены в наличии боновые заграждения, сорбенты и технические средства для ликвидации возможных маслопроявлений в нижнем бьефе ГЭС.

6.4 Технические требования к системам ГРАМ и ГРНРМ

6.4.1 Система ГРАМ должна обеспечивать автоматическое регулирование активной мощности ГЭС по сигналам задания, поступающим со станционного и вышестоящего уровней управления, а также формируемым в самой системе по отклонению частоты с распределением нагрузки между агрегатами по заданному критерию с учетом ограничений рабочего диапазона нагрузок.

6.4.2 Система ГРНРМ должна обеспечивать автоматическое поддержание напряжения на шинах ГЭС и регулирование реактивной мощности с соблюдением заданного данной системой распределения реактивной мощности между агрегатами с учетом технологических ограничений режимных параметров генераторов.

6.4.3 Состав, структура и технические характеристики автоматических систем ГРАМ и ГРНРМ, учитывая актуальность их внедрения, подробно приведены в Приложении А.

7 Общие технические требования к автоматизированным системам

7.1 Технические требования к системам автоматизированного управления технологическими процессами

7.1.1 Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) верхнего (станционного) и нижнего (агрегатного) уровней, выполненные на базе программно-технических средств, должны совместно с оперативным персоналом обеспечивать решение задач технологического управления гидроэлектростанцией (ГЭС или ГАЭС).

7.1.2 Состав, структура и функции АСУТП, а также технические характеристики ПТК и остальных компонентов АСУТП должны соответствовать требованиям стандарта СТО 17330282.27.140.010-2008 и СТО 17330282.27.140.009-2008.

7.1.3 Компонентами АСУТП, поставка которых регламентируется настоящим стандартом, являются:

- программно-технический комплекс (ПТК);
- полевое оборудование;
- автономные специализированные микропроцессорные системы, интегрированные в АСУТП;
- линии связи;
- среда функционирования.

7.1.4 В состав ПТК каждой АСУТП входят:

- устройства верхнего уровня (устройства связи оперативного персонала с АСУТП и обслуживающего персонала с ПТК), например, операторские станции на ЦПУ и АЩ, архивная, инженерная станции, серверы и т.п.;
- устройства нижнего уровня: контроллеры, устройства связи с объектом управления, в том числе источники электропитания входных каналов приема аналоговых и дискретных сигналов и выходных каналов выдачи управляющих сигналов, шкафы для размещения различных устройств нижнего уровня ПТК и клеммных колодок для подключения кабелей от объекта, дополнительные кроссовые шкафы и шкафы промежуточных реле;
- кабельные линии и шины, обеспечивающие обмен данными между различными шкафами одного или нескольких ПТК;
- устройства электропитания ПТК, например, устройство бесперебойного питания, вторичные источники питания ПТК и устройства для подключения внешних силовых кабелей электропитания;
- базовое (фирменное) и прикладное (пользовательское) программное обеспечение;
- сервисные средства для эксплуатации, поверки, контроля работоспособности и обслуживания ПТК АСУТП (стенды для проверки функциональных модулей ПТК с контрольно-измерительной аппаратурой, пульты для обслуживания УСО, метрологические пульты для аттестации и поверки измерительных каналов).

7.1.5 В состав полевого оборудования АСУТП входят датчики аналоговых, дискретных и цифровых сигналов (включая нормирующие преобразователи и датчики положения/состояния ИУ) для функционирования подсистемы сбора и обработки входной информации, их кабельные и трубные разводки.

7.1.6 Автономные специализированные микропроцессорные системы реализуют отдельные функции контроля и управления гидроэнергетическим или электротехническим оборудованием, они объединены с ПТК локальной сетью.

В их состав входят: системы ГРАМ, ГРНРМ, система температурного контроля генератора, система измерения уровней нижнего и верхнего бьефов ГЭС, система автоматического пожаротушения, система коммерческого учета электроэнергии, система виброконтроля гидроагрегата, системы мониторинга и технической диагностики.

7.1.7 В состав линий связи входят:

- цифровые шины, обеспечивающие обмен данными между разными ПТК данной АСУТП, а также между ПТК и полевыми интеллектуальными

устройствами (датчиками и исполнительными механизмами), между ПТК и локальными АСУТП.

- кабельные связи (трассы) между ПТК и техническими средствами полевого оборудования АСУТП.

7.1.8 В состав среды функционирования входят:

- ЦПУ, агрегатные щиты, если на них установлена аппаратура АСУТП, кроссовые шкафы;

- помещения, в которых размещено оборудование АСУТП: ПТК, монтажные изделия (шкафы, стойки, блоки, корпуса), датчики;

- вспомогательные системы (кондиционирования воздуха, автоматического пожаротушения и др.).

7.2 Технические требования к информационным системам

Согласно ГОСТ Р 8.596-2002 информационная система может быть как самостоятельной системой для получения измерительной информации, ее преобразования, обработки с целью предоставления потребителю в требуемом виде и/или автоматического осуществления логических функций (контроля, диагностики и т.д.), так и системой сбора и обработки информации для АСУТП.

В обоих случаях основным отличием информационной системы от АСУТП является отсутствие алгоритмов управления и выходных каналов выдачи управляющих сигналов.

Таким образом, технические требования к информационным системам аналогичны требованиям к АСУТП и должны соответствовать требованиям стандарта по созданию АСУТП СТО 17330282.27.140.010-2008.

8 Требования надежности

8.1 Требования к надежности технических систем должны соответствовать требованиям стандарта СТО 17330282.27.140.014-2008.

Показатели надежности отдельных видов оборудования, имеющих меньшие показатели надежности по сравнению с системой в целом должны быть согласованы с заказчиком.

8.2 Требования к надежности автоматизированных систем (АСУТП) и систем ГРАМ и ГРНРМ должны соответствовать требованиям стандарта СТО 17330282.27.140.010-2008.

Требования к надежности информационных систем должны соответствовать требованиям стандарта СТО 17330282.27.140.010-2008, за исключением требований к каналам вывода управляющих воздействий.

9 Требования ремонтопригодности

9.1 Водозаборы системы технического водоснабжения должны располагаться в местах доступных для обслуживания, в зонах не подверженных закупорке льдом или мусором. Водозаборы должны быть оборудованы съемными решетками.

Водозаборы непосредственно из верхнего и нижнего бьефов должны быть оборудованы приспособлениями, позволяющими устанавливать на них временные заглушки. Около водозаборов устанавливаются скобы для удобства выполнения водолазных работ.

9.2 К трубопроводам и арматуре системы технического воздухоснабжения должен быть обеспечен удобный проход для осмотра и ремонта.

Присоединения трубопроводов масла, воды, воздуха и др. к гидротурбине и вспомогательному оборудованию не должно мешать вскрытию люков, подъемно-такелажным работам и не требовать разборки при ремонтных работах, не относящихся к трубопроводам.

9.3 Воздухосборники должны оснащаться площадками обслуживания.

9.4 Ремонтопригодность технического обеспечения АСУТП и информационных систем должна обеспечиваться выполнением следующих мероприятий:

- должны использоваться современные унифицированные технические средства серийного производства со сроком службы не менее 15 лет;

- структура и программное обеспечение АСУТП и информационных систем должны позволять проведение планового технического обслуживания (проведение тестовых проверок с целью обнаружения скрытых, неиндентифицируемых системой самодиагностики отказов, замена отдельных элементов и т.п.) во время нормальной эксплуатации технологического оборудования без полного их отключения. Кратковременное отключение одного из двух контроллеров допускается;

- неплановые работы по восстановлению работоспособности АСУТП и информационных систем при возникновении отказов технических и программных средств должны осуществляться путем замены модулей из состава ЗИП без дополнительной регулировки.

Среднее время поиска и устранения любой неисправности АСУТП и информационных систем должно быть не более 2 ч;

- в состав поставки технических средств должны входить сервисные устройства, необходимые для проведения технического обслуживания, должен входить комплект ЗИП, исходя из 90 % гарантии годовой эксплуатационной потребности. Состав ЗИП и сервисных устройств разрабатывается и согласовывается на этапе разработки рабочей документации.

10 Требования безопасности и охраны труда

10.1 Безопасность систем должна соответствовать требованиям промышленной безопасности в соответствии с Федеральным законом от 21.07.1997 № 116-ФЗ.

10.2 Требования к безопасности систем, на которые распространяется Стандарт, и к охране труда при их эксплуатации должны соответствовать СТО 70238424.27.140.012-2011.

10.3 Требования к безопасности технических систем должны также соответствовать СТО 17330282.27.140.014-2008.

10.4 Требования к безопасности АСУТП и информационных систем должны также соответствовать СТО 17330282.27.140.010-2008.

10.5 Электрооборудование, входящее в состав технических и автоматизированных систем, должно отвечать требованиям Правил [4].

10.6 Электротехническое оборудование, входящее в состав технических и автоматизированных систем, по сейсмической устойчивости и по стойкости изделий к воздействию механических внешних воздействующих факторов должно отвечать требованиям ГОСТ 175161.

10.7 Сосуды гидроаккумулятора и воздухосборников должны соответствовать требованиям Правил [1].

Компрессора и другое оборудование должны быть снабжены специальным инструментом для сборки и разборки, а также приспособлениями для механизации работ, обеспечивающими удобство и безопасность обслуживающего персонала при выполнении монтажных и ремонтных работ (в т.ч. при подъеме тяжелых сборочных единиц).

Все движущиеся и вращающиеся части компрессоров, электродвигателей и других механизмов должны быть ограждены. Защитные ограждения должны выполняться в соответствии с требованиями стандарта ГОСТ 12.2.062.

10.8 Аппаратная маслохозяйства должна размещаться в максимальной близости к маслохранилищу. При открытой и подземной компоновке масляного аппаратная должна отделяться от склада масла стеной с пределом огнестойкости REI 150 по ГОСТ 30247.0.

10.9 Маслохимическая лаборатория должна располагаться в помещениях с естественным освещением.

10.10 Размещение помещений масляного хозяйства над и под кабельными сооружениями, аккумуляторными, щитовыми помещениями и ЗРУ должно быть согласовано с заказчиком.

10.11 Стены и перекрытия помещений воздухосборников должны быть капитальными с пределом огнестойкости REI 150 по ГОСТ 30247.0. Помещения должны обеспечивать отсутствие разрушений строительной части здания при аварии одного воздухосборника. В помещениях должна поддерживаться температура наружного воздуха.

Фундамент под каждый воздухосборник должен быть рассчитан на полную нагрузку с учетом воды, заливаемой во время гидравлических испытаний.

11 Эргономические и эстетические требования

11.1 Эргономические и эстетические требования к системам, на которые распространяется Стандарт, должны соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.049-80.

11.2 Требования к размещению и внешнему виду технических систем должны также соответствовать требованиям стандарта СТО 17330282.27.140.014-2008.

11.3 Эргономические и эстетические требования к АСУТП и информационным системам: щитам управления, АРМам, представлению информации на экранах дисплеев -должны также соответствовать требованиям стандарта СТО 17330282.27.140.010-2008.

12 Требования к монтажу и наладке

12.1 Монтаж технических систем должен осуществляться изготовителем (генподрядчиком, поставщиком) и производиться силами специализированной монтажной организации в соответствии с инструкциями по монтажу изготовителя оборудования.

Если монтаж осуществляется не поставщиком, то поставщик должен обеспечить надзор при монтаже поставляемого оборудования.

12.2 Требования к монтажу и наладке технических систем должны соответствовать СТО 17330282.27.140.014-2008.

12.3 Монтаж и наладка оборудования технических систем также должны осуществляться на основании требований правил [1] - [4], разработанного плана производства работ и проекта.

12.4 Требования к монтажу и наладке АСУТП и информационных систем должны соответствовать СТО 17330282.27.140.009-2008.

12.5 Удаление на монтаже консервирующих покрытий должно производиться без применения средств, нарушающих точность сопряжений и содержащих отравляющие вещества. Консервирующие покрытия для резьбы должны выбираться такими, чтобы удаление их на монтаже производилось без применения механических средств очистки.

12.6 Окончательная окраска оборудования должна производиться после приемки в эксплуатацию основного оборудования в соответствии с требованиями к покрытиям, указанными в чертежах. Окраска должна производиться материалами и силами поставщика (цвет и тип покрытий должен быть согласован с заказчиком). Грунтовка частей и механизмов производится на заводе изготовителе. Части, закладываемые в бетон, должны покрываться со стороны, прилегающей к бетону составом, исключающим необходимость его удаления при монтаже и обеспечивающим надежное сцепление с бетоном.

13 Порядок поставки

13.1 Комплектность поставки

13.1.1 При начале работ по созданию систем должны проводиться конкурсы на поставку оборудования, технических средств и материалов, на определение поставщика (поставщиков). Поставщиком АСУТП может быть разработчик программного продукта.

Поставка оборудования, технических средств и материалов и комплектация систем производится поставщиком на основе разработанной документации.

Поставщик закупает оборудование у заводов-изготовителей, комплектует его на своем складе и затем транспортирует его на строительство и передает заказчику.

13.1.2 В объем поставки оборудования должны входить все вспомогательные устройства, необходимые для установки рабочих комплектов и обеспечивающие их надежную работу. Поставщик должен включить в комплект поставки всё, что необходимо для нормальной и аварийной эксплуатации оборудования (в пределах границ поставки), даже если это специально не оговорено в требованиях конкурсной документации.

13.1.3 Непосредственно после доставки изделий на склад должен выполняться 100 % входной контроль оборудования, технических средств и материалов, комплектующих. Указания по организации и проведению входного контроля даны в приложении В.

13.1.4 На гидроэлектростанции должен быть организован склад дефектных изделий, на котором должны храниться изделия, не прошедшие входной контроль.

13.1.5 Комплектность поставки оборудования технических систем определяется в соответствии СТО 17330282.27.140.014-2008. Пределы поставки (места присоединения к потребителям – вспомогательному оборудованию гидротурбины, гидрогенератора и трансформатора и пр.) должны быть согласованы с заказчиком и указаны в проектной документации.

13.1.6 Отдельные виды автоматизированных систем могут по условиям договора (контракта) поставляться по системе «под ключ», включающей весь цикл создания и приемки в эксплуатацию.

13.2 Документация, передаваемая заказчику

13.2.1 После окончания строительно-монтажных и наладочных работ в части технических систем заказчику должна передаваться документация согласно ГОСТ 2.601, а также следующая документация:

- первичные акты испытаний внутренних и наружных систем водоснабжения,
- первичные акты индивидуального опробования и испытаний оборудования и технологических трубопроводов;
- утвержденная проектная документация со всеми последующими изменениями;
- технические паспорта технологических узлов и оборудования;
- инструкции по монтажу и испытаниям
- комплект инструкций по эксплуатации оборудования,
- исполнительные рабочие чертежи оборудования, чертежи всего подземного хозяйства;
- исполнительные рабочие схемы первичных и вторичных электрических соединений;
- исполнительные рабочие технологические схемы;
- чертежи запасных частей к оборудованию;

- документация в соответствии с требованиями органов государственного контроля и надзора.

13.2.2 Законченные строительно-монтажные и наладочные работы предъявляются к приемке ПК совместно со следующей документацией:

- комплектом эксплуатационной документации предприятий-изготовителей;
- скорректированной проектной документацией, объем которой определен в стандарте СТО 17330282.27.140.010-2008 и СТО 17330282.27.140.014-2008;
- разрешениями на внесение изменений в проектную документацию;
- технической (отчетной) документацией, оформленной в процессе производства работ.

Состав технической (отчетной) документации, предъявляемой к приемке наладочных работ и приемке АСУТП в эксплуатацию, приведен в приложении Б.

13.2.3 Содержание и форма технической (отчетной) документации устанавливается специализированными подрядными организациями в соответствии с документами на производство монтажных и наладочных работ.

13.2.4 Вся документация передается заказчику в количестве экземпляров, указанном в договоре на поставку.

13.3 Оценка и подтверждение соответствия приобретаемого оборудования требованиям заказчика

13.3.1 На всех этапах создания систем гидроэлектростанций (проектирование, закупка оборудования и комплектация, монтаж и ввод в эксплуатацию) согласно требованиям СТО 17230282.27.010.002-2008 должны производиться оценка и подтверждение соответствия проводимых работ и закупленного оборудования требованиям безопасности, изложенным в технических регламентах и документах по стандартизации, а также техническим требованиям заказчика.

13.3.2 Формирование требований заказчика к системам осуществляется в соответствии с настоящим стандартом и стандартами по созданию систем СТО 17330282.27.140.010-2008 и СТО 17330282.27.140.014-2008. Заказчик может привлечь к осуществлению данных работ по договору проектную организацию.

13.3.3 Разработанное задание на проектирование систем подвергается технической (при необходимости по требованию заказчика) и метрологической экспертизе, которая проводится аккредитованной организацией по выбору заказчика. Техническую экспертизу задания организует заказчик, метрологическую экспертизу, утверждение и согласование задания организует основной исполнитель.

13.3.4 На этапе проектирования систем производится оценка соответствия разработанного проекта требованиям технического задания, в результате которой заказчиком подписывается акт сдачи-приемки проекта. В случаях разногласия в оценке соответствия проекта техническому заданию (техническим условиям) на разработку стороны (проектировщик и заказчик)

обязаны предъявить технические обоснования своей позиции, которые должны быть вынесены на рассмотрение Научно-технического Совета Общества, решение которого является окончательным.

13.3.5 Оценка соответствия на этапе закупки и комплектации оборудования производится заказчиком или специальной комплектующей организацией – поставщиком путем изучения и анализа документации изготовителя и проведения входного контроля. Готовая продукция должна сопровождаться сертификатом качества изготовителя. Указания по проведению входного контроля даны в приложении В.

Заказчик имеет право требовать подтверждения соответствия любых показателей, характеризующих качество оборудования, в т.ч. требований к параметрам оборудования, назначению, надежности, конструктивной и технологической совместимости, унификации, ремонтопригодности, экологии, эргономике и др.

13.3.6 Оценка соответствия на этапе монтажа технических систем и ввода их в эксплуатацию производится заказчиком путем проведения испытаний и в соответствии со стандартом СТО 70238424.27.140.041-2010.

13.4 Требования к маркировке, упаковке

13.4.1 Компрессора, электродвигатели, насосы, а также другое оборудование должны иметь табличку с четким и разборчивым начертанием данных на русском, или, по согласованию с заказчиком, ином языке (английском, языке изготовителя).

13.4.2 Маркировка деталей и грузовых мест должна выполняться на русском и английском языках. Транспортная маркировка каждого грузового места должна выполняться в соответствии с требованиями стандарта ГОСТ 14192.

13.4.3 Упаковка оборудования должна соответствовать требованиям стандарта по ГОСТ 23170 и производится в соответствии с чертежами, разработанными изготовителем. Перемещение оборудования внутри тары должно быть исключено.

13.4.4 Ящики, применяемые для упаковки, должны разрабатываться и изготавливаться в соответствии с требованиями стандартов ГОСТ 10198.

Каждый ящик с упакованным оборудованием должен сопровождаться упаковочным листом.

13.4.5 Консервация оборудования должна производиться в соответствии с требованиями стандарта ГОСТ 9.014 и чертежами изготовителя. Покупные изделия, входящие в состав поставки, должны быть законсервированы и упакованы согласно технической документации поставщиков или транспортироваться и храниться в упаковке поставщиков.

Консервация оборудования должна обеспечивать возможность удаления при монтаже защитных покрытий механическим и химическим путем (с применением неядовитых растворителей). Части, закладываемые в бетон, должны покрываться со сторон, прилегающих к бетону, покрытиями,

исключающими необходимость их удаления при монтаже, и обеспечивать надёжное сцепление с бетоном.

При проведении монтажных работ удаление консервирующих покрытий должно производиться без применения средств, нарушающих точность сопряжений. Консервирующие покрытия для резьбы должны выбираться с условием, чтобы их удаление на монтаже производилось без применения механических средств очистки.

13.5 Требования к транспортированию и хранению

13.5.1 Оборудование транспортируется всеми видами транспорта в соответствии с правилами перевозок грузов, действующими на конкретном виде транспорта. Вид транспорта, пункты перевалочных баз, способ и условия транспортировки и хранения, условия и срок сохраняемости изделий в упаковке и консервации поставщика должны согласовываться с заказчиком.

Способы транспортирования и хранения должны учитывать климатические условия.

Для каждого транспортируемого места должен быть указан его вес и размеры.

13.5.2 Поставщик должен отправлять на ГЭС в собранном, опробованном и законсервированном виде следующие сборочные единицы:

- насосы;
- электродвигатели;
- компрессора;
- воздухосборники;
- панели управления.

13.5.3 Программно-технический комплекс АСУТП или информационной системы собирается и отлаживается на специальном полигоне организации, осуществляющей разработку системы и/или ее программного обеспечения, и поставляется на ГЭС в виде отдельных узлов.

13.5.4 Срок действия консервации, способы хранения и переконсервации оборудования должны соответствовать нормативным требованиям.

Через каждые 12 месяцев, включая и время нахождения оборудования в пути, необходимо производить технический осмотр оборудования, а в случае необходимости, его переконсервацию.

13.5.5 Повреждение окраски, консервации и упаковки оборудования в процессе транспортирования и выгрузки должны быть устранены поставщиком сразу же после выгрузки оборудования.

13.5.6 Условия хранения оборудования у заказчика должны соответствовать ГОСТ 15150.

13.5.7 Резинотехнические изделия (РТИ) должны храниться в помещении при температуре от 0 до +25 ˚С на расстоянии не менее 1 м от отопительных приборов в условиях, исключающих их повреждения и деформирование. Не допускается хранить РТИ вблизи оборудования, выделяющего озон, и искусственных источников света, выделяющих ультрафиолетовые лучи. РТИ

должны быть защищены от воздействия прямых солнечных лучей, воздействия кислот, щелочей, масел, бензина, керосина и их паров, и других веществ.

13.6 Порядок приемки и контроля (при изготовлении, поставке, сдаче в эксплуатацию)

13.6.1 Общие требования к приемке из наладки оборудования ГЭС должны соответствовать изложенным в стандарте по эксплуатации ГЭС СТО 17330282.140.015-2008.

13.6.2 Требования к приемке из наладки АСУТП ГЭС и ГАЭС должны соответствовать изложенным в стандарте по эксплуатации АСУТП ГЭС и ГАЭС СТО 17330282.27.140.009-2008.

13.6.3 Требования к порядку ввода в эксплуатацию оборудования технических и автоматизированных систем должны соответствовать требованиям стандарта СТО 70238424.27.140.041-2010.

14 Гарантии поставщиков и изготовителей

14.1 Изготовитель должен иметь опыт проектирования и изготовления поставляемых систем и оборудования и представить заказчику (в составе предложения на поставку) доказательства своей деятельности, включая референцию за последние пять лет, сертификаты на продукцию, сертификаты качества, отзывы заказчиков.

14.2 Поставщик несет полную ответственность за работоспособность поставляемого оборудования.

14.3 Изготовитель (поставщик) обязан обеспечить поставку оборудования на ГЭС в виде комплексных единиц.

14.4 Изготовитель гарантирует соответствие характеристик оборудования требованиям технических условий на оборудование при соблюдении потребителем правил транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации.

14.5 Изготовитель (поставщик) должен обеспечивать гарантийный срок эксплуатации поставляемого оборудования и систем согласно конкурсной документации и предложению на поставку»

15 Требования по эксплуатации

15.1 Требования по эксплуатации технических систем должны соответствовать требованиям стандартов СТО 17330282.27.140.015-2008, СТО 17330282.27.140.007-2008, СТО 17330282.27.140.005-2008, СТО 17330282.27.140.006-2008.

15.2 Требования по эксплуатации АСУТП и информационных систем должны соответствовать требованиям стандарта СТО 17330282.27.140.009-2008.

Приложение А
(рекомендуемое)
Технические требования к системе ГРАМ и ГРНРМ

А.1 Система группового регулирования активной мощности (ГРАМ) гидроэлектростанций

А.1.1 Система ГРАМ предназначена для автоматического регулирования активной мощности ГЭС с распределением нагрузки между гидроагрегатами по заданному критерию с учетом ограничений регулировочного диапазона и технологических ограничений по техническому состоянию генерирующего оборудования.

А.1.2 Системы ГРАМ должны применяться на ГЭС установленной мощностью свыше 30 МВт с количеством ГА более трех и на ГЭС установленной мощностью более 100 МВт вне зависимости от количества гидроагрегатов.

Для ГЭС, соответствующих критериям, приведенным в абзаце 1 п. А.1.2 ГРАМ должен обеспечивать участие генерирующего оборудования в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности (АВРЧМ).

Требование участия в АВРЧМ не распространяется на контр регулирующие ГЭС, к которым относятся ГЭС установленной мощностью более 200 МВт, имеющие водохранилище с полезным объемом краткосрочного регулирования, необходимые для перераспределения переменных расходов воды вышележащей ГЭС в равномерный расход воды в свой нижний бьеф в целях обеспечения участия вышележащей регулирующей высоконапорной ГЭС установленной мощностью 1000 МВт и более в покрытии суточной и (или) недельной неравномерности графика нагрузки, с учетом выполнения требований неэнергетических водопользователей и условий не подтопления населенных пунктов.

А.1.3 Применение ГРАМ на ГЭС меньшей мощности или с меньшим количеством ГА, а также на ГАЭС допускается при отдельном технико-экономическом обосновании, а участие ГА таких ГЭС (ГАЭС) в АВРЧМ – при отдельном указании субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (далее – субъект ОДУ).

А.1.4 Должна быть обеспечена возможность подключения под управление ГРАМ каждого гидроагрегата ГЭС независимо от установленного типа автоматического регулятора частоты и мощности в составе системы автоматического управления (САУ) гидроагрегатом.

А.1.5 Управление ГРАМ должно заключаться в регулировании мощности гидроагрегатов ГЭС, подключенных под управление ГРАМ. Регулирование достигается распределением между ГА группового задания, формируемого в ГРАМ в соответствии с заданиями, поступающими со станционного или вышестоящего уровней управления, в том числе с целью установления или поддержания заданного значения частоты в энергосистеме, с учётом текущей мощности ГА, работающих на индивидуальном регулировании.

А.1.6 Задания вышестоящего уровня управления представляют собой плановый диспетчерский график, корректировки в задание плановой мощности, подаваемые в форме диспетчерских команд (в том числе в целях оперативного вторичного и третичного регулирования, а также в послеаварийном режиме энергосистемы), задания автоматического вторичного регулирования, а в случаях, особо указанных субъектом ОДУ, – управляющие воздействия ПА.

Задания станционного уровня управления представляют собой ручную коррекцию автоматически сформированного задания мощности оператором посредством АРМ персонала, задания первичной мощности по отклонению частоты, формируемые ГРАМ для ГА, не оснащенных регулятором мощности с частотной коррекцией в составе САУ. Для непротиводействия выработке первичной мощности, обеспечиваемой САУ ГА при отклонении частоты, ГРАМ автоматически определяет расчётную величину потребной первичной мощности включенных в сеть гидроагрегатов ГЭС с учётом установленных в САУ ГА «мертвой полосы» и статизма.

А.1.7 Отклонение фактической мощности от величины группового задания не должно превышать погрешности измерительных преобразователей мощности более чем на ±1 % номинальной мощности подключенных к ГРАМ гидроагрегатов, но не более 9 МВт.

А.1.7.1 При пуске (останове) агрегата, в том числе действием защит гидроагрегата, при выводе (вводе) агрегата из режима (в режим) синхронного компенсатора, ручном или автоматическом подключении или отключении ГА (в том числе действием технологических защит ГА) к системе ГРАМ (от системы ГРАМ), изменении нагрузки в результате перевода гидроагрегатов через зоны нерекомендованной работы внутри регулировочных диапазонов, при срабатывания индивидуальных технологических ограничений гидроагрегатов, при изменении активной мощности гидроагрегатов, работающих в режиме индивидуального регулирования с учетом их первичной мощности групповое задание должно перераспределяться между гидроагрегатами, при этом флуктуации суммарной мощности ГЭС не должны превышать одновременно ±15 МВт и ±5 % от заданной величины активной мощности.

А.1.7.2 Отклонения в часовой выработке ГЭС не должны превышать 2 % (или 15 МВт·ч) заданного значения генерации (уточненный диспетчерский график).

А.1.7.3 Точность регулирования оценивается без учёта первичной мощности при отклонениях частоты, превышающих «мертвую полосу», изменений мощности под воздействием ПА и релейных защит. Превышение отклонения фактической мощности и выработки сверх допустимого должно сопровождаться предупредительной сигнализацией.

А.1.8 Органы управления ГРАМ на АРМ персонала должны обеспечивать ввод плановых диспетчерских графиков и диспетчерских команд. Приём от внешних информационных систем плановых диспетчерских графиков и диспетчерских команд и их использование для формирования задания плановой мощности могут быть реализованы в автоматическом режиме. При этом требования к интерфейсу, формату, способу верификации, порядку исполнения и визуализации на АРМ персонала должны быть установлены по техническим условиям на подключение к информационным системам, обеспечивающим передачу графиков и команд.

А.1.9 Первичное регулирование частоты в режиме группового регулирования должно обеспечиваться за счет действия САУ ГА с характеристиками, отвечающими установленным требованиям к участию в общем и/или нормированном первичном регулировании.

Система ГРАМ не должна препятствовать выработке первичной мощности или использовать для реализации группового задания диапазоны регулирования гидроагрегатов, зарезервированные для обеспечения возможности оказания услуги по нормированному первичному регулированию частоты. Автоматическое изменение планового задания, противоположное потребности в первичной мощности после выхода частоты за пределы «мертвой полосы» первичного регулирования, заданной для ОПРЧ, не допускается, если субъект ОДУ не задал соответствующий режим работы.

А.1.10 Установление или поддержание заданного значения частоты в энергосистеме посредством ГРАМ обеспечивается автоматическим или ручным изменением группового задания, производимым оперативным персоналом.

А.1.11 Режим автоматического регулирования частоты (АРЧ) в ГРАМ может быть реализован по требованию субъекта ОДУ на этапе формирования технического задания на ГРАМ при условии задания коэффициента передачи «частота-мощность» конкретной энергосистемы или энергорайона, в котором необходимо регулировать частоту. Перевод ГРАМ в режим регулирования частоты и обратно в режим регулирования мощности со статизмом по частоте должен производиться по команде субъекта ОДУ. Автоматический регулятор частоты должен представлять собой астатический интегральный регулятор со следующими настраиваемыми параметрами: уставкой по частоте, коэффициенту передачи «частота-мощность», постоянной времени интегрирования (как правило, 100 с) и «мертвой полосой», которая не должна быть менее фактической зоны нечувствительности по частоте.

Настройкой должен обеспечиваться устойчивый апериодический процесс регулирования без колебаний и перерегулирования. Выполнение задания ЦС (ЦКС) АРЧМ в этом режиме прекращается (ЗВМ блокируется). Вводу в эксплуатацию функции автоматического регулирования частоты обязательно должны предшествовать натурные испытания регулирования частоты в энергосистеме или энергорайоне.

А.1.12 Распределение группового задания между гидроагрегатами, подключенными к ГРАМ, должно производиться в пределах регулировочного диапазона ГА с учетом: индивидуальных технологических и оперативных ограничений по минимальной и максимальной мощности; наличия внутри регулировочного диапазона зон, работа в которых не рекомендована (ограничена) или запрещена требованиями эксплуатационной документации гидротурбин. Распределение должно производиться по одному из следующих способов:

1) по равенству мощностей – при идентичности энергетических характеристик гидроагрегатов;

2) по равенству пропорций зон регулировочного диапазона, в которых в текущий момент находятся рабочие точки гидроагрегатов;

3) по минимуму суммарных потерь ГЭС (по критерию максимального КПД ГЭС) – при различных энергетических характеристиках гидроагрегатов.

Принятие третьего способа распределения обосновывается для конкретной ГЭС при наличии натурных энергетических характеристик гидроагрегатов. Способ признаётся целесообразным, если получаемый прирост КПД ГЭС эквивалентен увеличению выработки ГЭС не менее чем на 0,2 %. При этом задача выбора оптимального состава гидроагрегатов и их нагрузок возлагается на смежную систему РУСА (рациональное управление составом агрегатов).

А.1.12.1 В ГРАМ должны учитываться определенные в эксплуатационной документации на ГА, актуальные при данном напоре и уровне бьефов данные: о границах регулировочного диапазона ГА, определённых по установленным индивидуальным технологическим и оперативным ограничениям по минимальной и максимальной мощности, границам зон внутри регулировочного диапазона, работа в которых ограничена или запрещена; неиспользуемых частях регулировочного диапазона при участии ГА в нормированном первичном регулировании частоты, а также оперативные ограничения для ГЭС в целом (например, по водноэнергетическому режиму).

А.1.13 При делении ГЭС на части (ГТП), должно обеспечиваться групповое регулирование мощности в каждой из разделившихся частей в соответствии с требованиями субъекта ОДУ, кроме случая, когда повышение частоты в отделившейся части достигает величины, при которой САУ ГА переводятся в режим регулирования частоты, необходимый для поддержания нормальных технологических параметров гидроагрегатов. Должна также предусматриваться возможность автоматического регулирования или ограничения перетока мощности между секциями ГЭС.

А.1.14 Система ГРАМ должна представлять собой программно-технический комплекс (ПТК), состоящий из центрального регулятора (ЦР), выполненного на базе средств вычислительной техники промышленного исполнения, датчиков аналоговой и дискретной информации, интерфейсов, обеспечивающих приём от внешних информационных систем плановых диспетчерских графиков и диспетчерских команд, агрегатных исполнительных устройств в составе САУ ГА, принимающих назначенные для ГА доли группового задания и команды на изменение режима работы ГА, устройств передачи данных между компонентами системы, органов управления и устройств отображения информации на АРМ персонала. В зависимости от наличия устройств станционного уровня АСУ ТП ГРАМ может содержать интерфейс обмена информацией с ним посредством технологической сети передачи данных или собственные элементы ПТК, обеспечивающие функции хранения данных, архивации, синхронизации, подготовки отчётных форм, администрирования и т.п.

А.1.15 Центральный регулятор является основой системы ГРАМ. Он определяет все ее функциональные свойства с помощью программных средств. Цикл исполнения алгоритмов ГРАМ не должен превышать 1 с.

А.1.16 При участии ГЭС в автоматическом вторичном регулировании частоты и активной мощности, система ГРАМ должна содержать:

1) Модуль связи с УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ с функциями приема и передачи телеинформации, контроля исправности каналов связи, защиты от неисправностей и помех в канале связи ЦР ГРАМ ГЭС с УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ;

2) Задатчик вторичной мощности ЗВМ, выполняемый как программный модуль в составе ЦР ГРАМ.

Требования к обеспечению согласованной работы ГРАМ с ЦС (ЦКС) АРЧМ устанавливаются ГОСТ Р 55890-2013 и ГОСТ Р 56969-2016.

В модуле ЗВМ должны быть реализованы следующие функции:

a) Местное управление режимом работы ЗВМ (включение/отключение, включение/отключение централизованного управления);

b) Прием от ЦС (ЦКС) АРЧМ команд на включение/отключение централизованного управления, задания вторичной мощности;

c) Проверка достоверности поступающего сигнала, в том числе минимального и максимального значения, величины скачкообразного изменения. Недостоверные сигналы не должны приниматься к исполнению;

d) Формирование приращения группового задания по принятому в цикле работы канала связи заданию вторичной мощности;

e) Блокировка изменения задания вторичной мощности с запоминанием на выходе ЗВМ предшествовавшего значения задания вторичной мощности при срабатывании защит ЗВМ и действии ПА. Снятие блокировки при срабатывании защит ЗВМ может быть автоматическим с выдержкой времени. При блокировке от действия ПА производится автоматическое отключение режима «Предварительно централизованный», снятие блокировки проводится персоналом ГЭС вручную с разрешения диспетчера субъекта ОДУ, при этом задание вторичной мощности обнуляется. Субъект ОДУ, определяющий характер управляющих воздействий ПА ГЭС, может указать иной способ деблокирования, обеспечивающий необходимый приоритет действия сигналов ограничений от перегрузок по линиям электропередачи;

f) Оперативный ввод ограничений диапазона и скорости изменения задания вторичной мощности ГЭС.

А.1.17 Должна быть обеспечена передача в УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ:

– суммарной активной мощности ГЭС;
– задания плановой мощности ГЭС с учетом заданной скорости ее изменения;
– расчётной величины первичной мощности ГЭС (частотная коррекция);
– задания вторичной мощности ГЭС (выход ЗВМ);
– значения частоты электрического тока;
– значений резервов вторичного регулирования на загрузку и разгрузку ГЭС;
– количества подключенных ГА к ГРАМ;
– сигналов исчерпания резерва вторичного регулирования ГЭС на загрузку и разгрузку;
– сигнала готовности к централизованному управлению;
– сигнала включения на централизованное управление;
– сигналов исправности основного и резервного каналов связи с УВК;
– сигнала блокировки ЗВМ.

При раздельном задании вторичной мощности и диапазонов регулирования для ГТП указанные сигналы должны передаваться в УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ по каждой ГТП.

Включение и отключение ЗВМ, включение и отключение предварительно централизованного и централизованного режима, блокировка ЗВМ, – не должны вызывать изменения группового задания.

А.1.18 Диапазон измерения частоты энергосистемы должен быть не менее 40–60 Гц. Разрешающая способность измерения частоты должна быть не ниже 0,001 Гц. Зона линейности характеристики должна быть в диапазоне от 49 до 51 Гц с отклонением не более ±1 %. Точность измерения частоты должна быть не хуже 0,01 Гц. Техническая реализация измерения частоты должна быть устойчива к неисправностям цепей напряжения, измерительных преобразователей, предусматривать возможность использования замещающего значения частоты при неисправности всех каналов измерения частоты.

А.1.18.1 Должна быть обеспечена плавная или ступенчатая с интервалом в 1 % настройка статизма по частоте в пределах от 0 до 10 % с отклонением не более ±0,1 %.

А.1.18.2 Должно обеспечиваться плавное или ступенчатое с дискретностью не более 0,01 Гц изменение задания частоты от 49 до 51 Гц.

А.1.18.3 Должна быть предусмотрена возможность ввода «мертвой полосы» по частоте в пределах ±0,1 Гц относительно номинального значения с дискретностью установки не более 0,005 Гц.

А.1.19 Отклонения в ограничении мощности ГЭС (ГТП) относительно заданных параметров срабатывания не должны превышать погрешности измерительных преобразователей мощности более чем на ±2 %.

А.1.20 Формирование сигнала регулирования мощности должно производиться по ПИ-закону или другому, обеспечивающему аналогичные динамические свойства. Для ПИ-закона изменение настроечных параметров должно производиться в следующих пределах:

– коэффициент передачи – от 0,5 до 20;
– постоянная времени интегрирования – от 1 до 40 с.

А.1.20.1 Переходный процесс регулирования мощности должен иметь апериодический характер. Допускается одно перерегулирование с амплитудой до 5 % заданного изменения мощности.

А.1.21 В зависимости от используемого способа управления мощностью агрегатов должна предусматриваться возможность формирования на выходе ЦР ГРАМ одного из трех видов сигналов: одного (или нескольких по числу гидроагрегатов) аналогового сигнала напряжения постоянного тока 0–10 В или ±10 В, или постоянного тока 4–20 мА, дискретных сигналов импульсного управления задатчиками мощности САУ управляемых агрегатов, цифровых значений заданий мощности каждого из работающих агрегатов.

А.1.22 Скорость изменения мощности гидроагрегата, в процессе подгонки к групповому заданию при подключении к системе ГРАМ, не должна превышать максимального значения, определённого по заданной изготовителем гидротурбины максимально допустимой скорости перемещения регулирующих органов.

А.1.22.1 Скорость изменения мощности гидроагрегата при изменении группового задания ГРАМ не должна превышать 0,4 максимального значения, определённого по заданной изготовителем гидротурбины максимально допустимой скорости перемещения регулирующих органов.

А.1.23 При вводе системы ГРАМ в работу, окончании действия УВ ПА (деблокировании ПА) задание мощности должно автоматически устанавливаться равным фактической мощности ГЭС (данной ГТП), что должно обеспечить отсутствие толчков мощности.

А.1.23.1 При подключении к ЦР ГРАМ ГЭС первого ГА заданная ему от ЦР ГРАМ ГЭС мощность должна устанавливаться равной его фактической мощности.

А.1.24 Работа ГА с допустимой перегрузкой генераторов по току статора, разрешаемая при авариях в энергосистемах, должна обеспечиваться после отключения ГА от ГРАМ и перевода на индивидуальное регулирование.

А.1.25 При исчерпании регулировочного диапазона ГЭС на загрузку или разгрузку дальнейшее изменение группового задания ГРАМ в сторону ограничения должно блокироваться. При недостатке регулировочного диапазона для выполнения принятого задания плановой мощности или диспетчерской команды на изменение мощности или для реализации заданного резерва вторичного регулирования должна формироваться предупредительная сигнализация о необходимости изменения состава или режима работы гидроагрегатов. Указанная предупредительная сигнализация должна формироваться заблаговременно, обеспечивая для оперативного персонала запас времени для выполнения требуемых технологических операций пуска гидроагрегатов, набора нагрузки с включением в ГРАМ или останова гидроагрегатов. При блокировке изменения группового задания в УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ должен передаваться телесигнал блокировки вторичного регулирования в сторону достигнутого ограничения непрерывно в течение всего времени существования блокировки.

А.1.25.1 Восстановление диапазона, необходимого для выполнения группового задания или поддержания заданных резервов регулирования, должно производиться оперативным персоналом путём изменения состава гидроагрегатов, режима работы гидроагрегатов или переводом ГА в другие зоны регулировочного диапазона с предварительным переводом ГА на индивидуальное регулирование.

А.1.25.2 Автоматическое поддержание регулировочного диапазона ГЭС возможно действием ГРАМ при условии оснащения ГА средствами технологической автоматики и защитами, обеспечивающими реализацию всех ограничений, предусмотренных в эксплуатационной документации гидроагрегатов. При этом автоматический перевод ГА в другую зону регулировочного диапазона не допускается, если требуемое изменение мощности необходимо только для отработки задания ЦС (ЦКС) АРЧМ.

А.1.26 Программно-технический комплекс ГРАМ не является устройством противоаварийной автоматики.

А.1.26.1 При срабатывании устройства противоаварийной автоматики (ПА) на отключение генераторов групповое задание ГТП, к которой относятся отключившиеся генераторы, должно автоматически уменьшаться на величину отключенной мощности, при этом ЗВМ должен блокироваться.

А.1.26.2 При снижении частоты в энергосистеме и срабатывании АЧВР ГРАМ не должен препятствовать изменению мощности, производимому САУ ГА, обеспечивающими набор нагрузки с максимально возможной скоростью, определяемой временем перемещения регулирующих органов гидротурбины. Групповое задание должно автоматически приравниваться к достигнутой мощности ГЭС (данной ГТП), при этом ЗВМ должен блокироваться.

А.1.26.3 В отдельных обоснованных проектом случаях по указанию субъекта ОДУ, действием устройства ПА групповое задание может ступенчато изменяться на заданную устройством ПА величину. При этом должны сохраняться ограничения на скорость изменения группового задания, установленные в п. А.1.22.1.

А.1.26.4 При срабатывании ПА в регулировочный диапазон ГРАМ включаются диапазоны первичного регулирования гидроагрегатов, зарезервированные для обеспечения участия в НПРЧ.

А.1.27 При отказе ЦР ГРАМ или исчезновении напряжения питания должен обеспечиваться автоматический перевод подключенных к ГРАМ гидроагрегатов в режим индивидуального регулирования, при неисправности канала связи между ЦР ГРАМ и ГА, неисправности САУ ГА, срабатывании технологических защит ГА, при которых необходим перевод на индивидуальное регулирование – автоматический перевод этого ГА в режим индивидуального регулирования.

А.1.28 Если при неисправности канала связи между ЦР ГРАМ и ГА возможна потеря данных о величине фактической мощности ГА, для предотвращения нарушения

регулирования суммарной мощности ГЭС величину фактической мощности данного ГА следует вводить в ГРАМ от альтернативного источника измерения.

А.1.29 Минимальный объем входной информации должен включать следующие сигналы:

– величина плановой мощности ГЭС;
– уточнения плановой мощности, подаваемые в форме диспетчерских команд;
– задание автоматического вторичного регулирования от УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ;
– заданные диапазоны автоматического вторичного регулирования;
– частота на шинах ГЭС или ее секций;
– активная мощность генераторов;
– открытие направляющего аппарата гидротурбин;
– напор;
– уровни бьефов (при необходимости учёта соответствующих ограничений);
– положение выключателей генераторов (блоков);
– положение разъединителей для блоков «генератор–трансформатор» без генераторных выключателей;
– сигнал работы ГА в режиме СК;
– сигнал участия ГА в НПРЧ;
– сигнал готовности каждого ГА к управлению от ЦР ГРАМ ГЭС (снимается в том числе при срабатывании технологических защит ГА, действующих на отключение ГА от ГРАМ);
– сигнал нахождения ГА в режиме группового регулирования;
– сигналы срабатывания противоаварийной автоматики, по каждому УВ (отключение генераторов, автоматическая загрузка генераторов, ступенчатое изменение мощности);
– контакты ключей управления (при сохранении традиционных элементов управления).

Для фиксации разделения ГЭС на автономные части может также вводиться информация о положении выключателей главной схемы электрических соединений. В соответствии с особенностями конкретных ГЭС могут вводиться дополнительные сигналы, например, перетоки мощности на линиях или через межсекционный автотрансформатор. На некоторых ГЭС, например, с жесткими блоками, может быть также введена информация о положении разъединителей генераторов.

А.1.30 Система ГРАМ должна обеспечивать визуализацию технологического процесса, управление и настройку посредством АРМ, подразделяемых по выполняемым функциям на АРМ оперативного и обслуживающего персонала. АРМ оперативного персонала должны быть резервированными. В составе ПТК ГРАМ должны быть предусмотрены ключи, кнопки ввода управления режимом работы, ввода управляющих воздействий, сигнальные и информационные табло, операторская панель, обеспечивающие независимое управление ГРАМ.

А.1.31 Средства управления и настройки должны обеспечивать выполнение следующих операций:

1) включение/отключение, изменение режима работы ГРАМ;
2) подключение и отключение гидроагрегата от ГРАМ;
3) включение/отключение, изменение режимов работы АВРЧМ;
4) управление принятием автоматически получаемых диспетчерских плановых графиков, команд;
5) изменение следующих параметров:
   a. ручная коррекция группового задания ГЭС (по каждой ГТП);
   b. статизма по частоте;
   c. «мертвой полосы» по частоте;

d. динамических параметров настройки контуров корректора частоты и регулятора мощности;
e. технологических ограничений агрегатов и граничных значений минимальной, максимальной мощности при данном напоре, границ зон нерекомендованной и/или запрещённой работы агрегатов;
f. ограничений суммарной максимальной и минимальной мощности ГЭС (по каждой ГТП);
g. оперативных ограничений диапазона регулирования ГЭС (по каждой ГТП);
h. заданных резервов на разгрузку и загрузку (по каждой ГТП);
i. параметров, определяющих оптимальное распределение нагрузки между агрегатами;
j. максимальной скорости изменения задания мощности гидроагрегата.

А.1.32 Минимальный объем выходной информации:

– режим работы ГРАМ (включен, отключен, неисправен);
– режим регулирования (регулирование мощности, регулирование частоты);
– задание мощности (в режиме регулирования мощности) или уставка частоты (в режиме регулирования частоты);
– фактическая мощность ГЭС и фактическая мощность по каждой ГТП;
– первичная мощность ГЭС и первичная мощность по каждой ГТП;
– величина отклонения фактической мощности от группового задания и расчётной первичной мощности при текущем отклонении частоты сети, по ГЭС и каждой ГТП;
– предупредительные сигналы при превышении отклонения фактической мощности сверх заданного;
– расчётное отклонение выработки на конец часа;
– предупредительная сигнализация при превышении фактического отклонения выработки на конец часа сверх заданного;
– значения регулировочных диапазонов на увеличение и уменьшение мощности ГЭС;
– значения регулировочных диапазонов вторичного регулирования на увеличение и уменьшение мощности ГЭС;
– предупредительная сигнализация исчерпания регулировочных диапазонов;
– составляющая задания от плановой мощности;
– составляющая задания от исполняющейся диспетчерской команды;
– составляющая задания от устройств АВРЧМ;
– составляющая задания от ПА (при наличии команды на ступенчатое изменение мощности);
– заданная мощность или открытие направляющего аппарата каждого агрегата (для САУ ГА, не оснащенных регулятором мощности с частотной коррекцией, задание должно включать сигнал частотной коррекции);
– установленные ограничения минимальной и максимальной мощности ГЭС с учётом нахождения ГА в данных зонах по эксплуатационной характеристике.

А.1.33 Система ГРАМ должна обеспечивать регистрацию, хранение и архивацию данных, с метками времени:

– измеренных, полученных по каналам связи и от средств управления сигналов и команд;
– выработанных управляющих воздействиях;
– о работе технических и программных средств;
– об изменениях, вносимых в состав средств и программ (протокол работы системы);
– о появлении и исчезновении недостоверной информации.

Информация из архива должна представляться в виде таблиц, графиков (трендов), отчетных протоколов как на АРМ, так и в отпечатанном виде.

Минимальное время хранения архивной информации должно составлять 12 месяцев.

А.1.34 В состав приёмочных испытаний при вводе ГРАМ в эксплуатацию должны быть включены производимые по программам, согласованным с субъектом ОДУ:

– контрольные испытания ГРАМ для проверки готовности генерирующего оборудования ГЭС к участию в ОПРЧ;

– при участии ГЭС в АВРЧМ:

– тестирование каналов связи и информационного обмена по заданному протоколу между ГРАМ и УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ;

комплексное опробование ГРАМ с управлением от УВК ЦС (ЦКС) АРЧМ.

П Р И М Е Ч А Н И Е : Подраздел А.1 приведен в редакции приказа ПАО «РусГидро» от 18.07.2018 года № 515.

А.2 Система группового регулирования напряжения и реактивной мощности (ГРНРМ)

А.2.1 Система ГРНРМ предназначена для автоматического поддержания напряжения на шинах ГЭС и регулирования реактивной мощности с соблюдением заданного данной системой распределения реактивной мощности между агрегатами с учетом технологических ограничений режимных параметров генераторов.

А.2.2 Система ГРНРМ вырабатывает регулирующие воздействия в соответствии с технологией управления на основе информации, поступающей от датчиков аналоговой и дискретной информации, и команд от органов управления, и воздействует на изменение значений уставок автоматических регуляторов возбуждения (АРВ), а в предельных режимах - на переключающие устройства регулируемых под нагрузкой трансформаторов (РПН-трансформаторов).

А.2.3 Система ГРНРМ может состоять из отдельных (выполненных программно) групповых регуляторов напряжения, число которых равно числу раздельно работающих в каждый данный момент времени секций шин или групп генераторов с раздельным заданием напряжения или реактивной мощности. Управление каждым групповым регулятором может быть как независимым, так и связанным.

А.2.4 Система ГРНРМ должна обеспечивать выполнение следующих режимов:

- астатическое или со статизмом по реактивной мощности регулирование напряжения на шинах с ограничением при превышении параметрами генераторов, подключенных к шинам, длительно допустимых значений, а также при превышении параметрами перетоков через междушинные трансформаторы, если таковые имеются, длительно допустимых значений;

- астатическое или со статизмом по напряжению регулирование реактивной мощности, отдаваемой с шин в энергосистему с ограничением по допустимым уровням напряжения на шинах и допустимым нагрузкам генераторов, а также при превышении параметрами перетоков через междушинные трансформаторы, если таковые имеются, допустимых значений.

А.2.5 При достижении заранее заданных минимального и максимального уровней напряжения на шинах при регулировании реактивной мощности должен быть обеспечен автоматический переход в режим астатического регулирования напряжения.

А.2.6 Во всех режимах должен производиться расчет запасов реактивной мощности ГЭС как в сторону выдачи, так и в сторону потребления, а также суммарный запас по перетоку через междушинные трансформаторы, если таковые имеются.

А.2.7 Задание по напряжению или по реактивной мощности должно вводиться либо в виде планового графика как функция времени, либо дежурным персоналом вручную, либо поступать с вышестоящего уровня, в том числе от устройств автоматического регулирования напряжения узла (АРУН), а также от устройств противоаварийной

автоматики в послеаварийных режимах. Должна быть предусмотрена возможность блокирования дежурным персоналом ввода планового задания.

А.2.8 При управлении от устройств АРУН задание по напряжению должно заменяться заданием по реактивной мощности.

А.2.9 При вводе в работу системы ГРНРМ величина задания по напряжению каждого группового регулятора должна автоматически устанавливаться равной фактическому напряжению соответствующих шин, а величина задания по реактивной мощности - равной фактической суммарной реактивной мощности генераторов, подключенных к данным шипам.

А.2.10 Распределение реактивной мощности между генераторами должно быть реализовано в соответствии с одним из критериев (по реактивной мощности или по напряжению группы) или с возможным плавным переходом от одного критерия к другому. Распределение реактивной мощности должно обеспечивать оптимальное или близкое к оптимальному использование располагаемой реактивной мощности генераторов группы в конкретных условиях схемы и режима ГЭС.

А.2.11 При распределении реактивной мощности должны учитываться соответствующие ограничения по длительно допустимым нагрузкам генераторов.

А.2.12 Настройки ГРНРМ с целью полного использования регулировочных возможностей генераторов совместно с АРВ должны допускать срабатывание ограничителей перегрузки (ОП) и ограничителей минимального возбуждения (ОМВ).

А.2.13 В процессе регулирования напряжения или реактивной мощности в случае исчерпания регулировочного диапазона по реактивной мощности одной группы и при наличии регулировочного диапазона у другой группы генераторов, а также с целью ограничения перетока реактивной мощности через междушинный трансформатор, система ГРНРМ должна формировать воздействие на переключение анцапф междушинного РПН-трансформатора.

А.2.14 Задание по напряжению должно удовлетворять следующим требованиям:

- диапазон изменения, %номинального ±15;
- дискретность, %номинального, не более 0,3.

А.2.15 Задание по реактивной мощности должно удовлетворять следующим требованиям:

- диапазон изменения, %суммы номинальных реактивных мощностей генераторов (+130) - (-50);
- дискретность, %номинальной, не более 1.

А.2.16 Зона нечувствительности по напряжению должна удовлетворять следующим требованиям:

- диапазон изменения, %номинального ±2;
- дискретность, %номинального, не более 0,1.

А.2.17 Должно быть обеспечено ступенчатое изменение уставок статизма от 0 до 10 % через 1 % с отклонениями не более ±2 % установленного статизма.

А.2.18 Должны быть обеспечены следующие статические характеристики:

- отклонения в отработке параметров срабатывания по напряжению, не более ±0,5 % номинального;

- отклонения в отработке реактивной мощности, % номинальной, не более ±1.

А.2.19 Время отработки 90 % изменения параметров срабатывания по напряжению не должно превышать 1 мин.

А.2.20 Плановое задание напряжения должно формироваться в виде последовательности из 24 часовых значений и быть отработано путем изменения параметров срабатывания до планового значения в начале каждого часа. Скорость отработки планового задания должна иметь возможность настройки в диапазоне от 0,1 до 0,5 % номинального напряжения в секунду.

А.2.21 Управление реактивной мощностью должно осуществляться импульсным воздействием на устройства управления параметрами срабатывания АРВ (задатчик АРВ; блок управления параметрами срабатывания) генераторов для аналоговых АРВ и передачей параметров срабатывания по межмашинной связи для цифровых АРВ. Автоматические регуляторы возбуждения генераторов должны содержать блоки или программы ОП и ОМВ.

А.2.22 Управление РПН-трансформаторами должно осуществляться выдачей импульсов заданной длительности на установочные устройства автоматических регуляторов коэффициента трансформации.

А.2.23 Агрегат в генераторном, компенсаторном или насосном режимах нормально должен эксплуатироваться в составе управляемой по реактивной мощности группы. Любой из агрегатов должен иметь возможность быть выведенным из группового управления и снова включен в группу. При этом реактивная мощность ГЭС не должна изменяться в момент переключения.

А.2.24 Генератор может быть отключен от группы и включен в нее с помощью ключа связи с АРВ генератора или программно. При отключении ключа генератор не управляется подсистемой ГРНРМ и может управляться вручную из машинного зала или дистанционно.

А.2.25 Генератор должен автоматически (программно) отключаться от группы во время операции останова и включаться в нее после пуска агрегата.

А.2.26 Генератор должен автоматически (программно) отключаться от группы и переходить на ручное управление при обнаружении неисправности в контуре управления генератором (неисправность узлов связи с АРВ, недостоверность сигналов по активной и реактивной мощностям).

А.2.27 При отключении агрегата от сети агрегатными защитами система ГРНРМ должна стремиться восстановить заданную реактивную мощность шин за счет имеющегося регулировочного диапазона по реактивной мощности генераторов управляемой группы.

А.2.28 Для поддержания напряжения шин система ГРНРМ должна компенсировать изменение реактивной мощности генераторов, отключенных от группового управления за счет резерва реактивной мощности генераторов управляемой группы.

А.2.29 При плановом или аварийном делении группы агрегатов на части задания напряжения для каждой части должны выставляться равными фактическому напряжению шин до деления.

А.2.30 При потере связи системы ГРНРМ с вышестоящим уровнем, в том числе с устройствами автоматического регулирования напряжения узла (АРУН), или при отказе последнего система ГРНРМ должна быть переведена в режим автономного регулирования напряжения с повышенным статизмом по реактивной мощности.

А.2.31 Входной информацией для системы ГРНРМ должны быть:

- дискретные сигналы о состоянии схемы электрических соединений;
- напряжение шин;
- режимные параметры генераторов и трансформаторов;
- режимные параметры РПН-трансформаторов;
- признаки готовности АРУН;
- управляющие воздействия от АРУН;
- управляющие воздействия от оперативного персонала.

Выходной информацией системы ГРНРМ должны быть:

- управляющие сигналы, выдаваемые на задатчики АРВ;
- управляющие сигналы, выдаваемые на устройства РПН-трансформаторов;
- информация о состоянии системы ГРНРМ, выдаваемая оперативному персоналу;
- информация, формируемая в системе ГРНРМ для верхнего уровня управления, в частности признак готовности системы ГРНРМ, фактическое напряжение шин, фактическая реактивная мощность, фактический резерв генерируемой реактивной мощности и фактический резерв потребляемой реактивной мощности.

А.2.32 Полный объем входной и выходной информации должен быть сформирован на этапе технического проекта, так как он зависит от конкретной схемы ГЭС и выбранных алгоритмов управления.

Приложение Б
(рекомендуемое)
Основные требования к объему документации, передаваемой заказчику при приемке АСУТП ГЭС из наладки

Б.1 Перед проведением испытаний энергетического оборудования совместно с АСУТП члены ПК обязаны:

- предоставить по запросу центральной приемочной комиссии сведения о готовности АСУТП к проведению испытаний в объеме документов таблицы Б.1;
- произвести проверку объемов и качества законченных работ по каждому предмету приемки АСУТП;
- оформить документы (таблица Б.2) по результатам испытаний (проверок).

Таблица Б.1 - Состав технической (отчетной) документации, предъявляемой к приемке наладочных работ по АСУТП

Наименование документа	Комплект документов на ИВС в части КТС	задач	ИК	систем	ИИС	ТС	ДУ	ТБ	ТЗ	САР	ЛУ	Примечание
1. Спецификация	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
2. Текст программы (листинги программы)	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	+	
3. Описание программы	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	+	
4. Руководство программиста	-	+	-	+	-	-	-	-	-	-	+	
5. Руководство оператора	-	+	-	+	-	-	-	-	-	-	-	
6. Программа и методика испытаний	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	+	
7. Формуляр программы	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	+	Для ЛУ с КТС
8. Формуляр системы	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	+	То же
9. Описание применения (общее описание)	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	
10. Руководство по техническому обслуживанию	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	
11. Паспорт средств измерений	+	-	+	-	+	+	-	+	+	-	-	
12. Протокол приемки (проверки) электрических трактов ИК	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	
13. Перечень параметров, контролируемых СИ, подлежащих госповерке, ведомственной калибровке, и перечень параметров, измерение которых осуществляется без нормирования точности	-	-	+	-	+	-	-	-	-	-	-	По ИК - представляет проектировщик, по ИС - заказчик
14. Расчет уровнемеров	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	
15. Протокол контроля состояния термопреобразователей сопротивления	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	На генераторе, двигателях и др.
16. Журнал (карта, протокол) уставок	-	-	-	-	-	+	-	+	+	+	+	
17. Акт о готовности к приемке	+	-	-	-	-	+	+	+	+	+	+	

Наименование документа	Комплект документов на ИВС в части											Примечание
	КТС	задач	ИК	систем	ИИС	ТС	ДУ	ТБ	ТЗ	САР	ЛУ	
18. Протокол определения расходной характеристики регулирующего органа	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	При наличии штатного расхода
19. Карта настроек	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-	

Примечание - Знак "+" означает, что документ обязателен для включения в комплект; знак "-" — документ в комплект не включают

Таблица Б.2

Наименование документа	Примечание
1. Ведомость недоделок, дефектов, неисправностей и отказов по техническим средствам и АСУТП	Ведомость недоделок, дефектов, неисправностей и отказов по техническим средствам и АСУТП передается подрядчику- исполнителю соответствующих работ для устранения недоделок и председателю СПК для контроля
2. Акт о необходимости проведения дополнительных проверочных работ по АСУТП	Оформляется на дополнительные работы, не предусмотренные проектом производства работ и финансированием
3. Акт о приемке технических средств АСУТП после индивидуального испытания	
4. Журнал приемки	
5. Протокол испытаний АСУТП	
6. Акт о приемке в (опытную, промышленную) эксплуатацию	
7. Журнал технических средств АСУТП	Производится запись организационно–распорядительного характера о начале эксплуатации систем
8. Журнал инструктажей	

Приложение В
(рекомендуемое)
Организация и проведение входного контроля энергетического оборудования и средств управления на гидроэлектростанциях

В.1 Общие положения

Входной контроль - контроль продукции поставщика, поступившей к потребителю или заказчику и предназначенный для использования при:

- изготовлении,
- ремонте или эксплуатации продукции (ГОСТ 16504).

В.1.1 Входному контролю подлежат оборудование и средства управления вновь вводимых ГЭС, а также новые узлы и детали, устанавливаемые при ремонтах, реконструкциях и модернизациях находящегося в эксплуатации оборудования.

В.1.2 Входной контроль проводится с целью:

- проверки качества оборудования и средств управления и оценки его соответствия требованиям технических условий, проекта и действующих стандартов и правил;
- получения исходных данных для сравнительной оценки состояния оборудования и средств управления при последующем эксплуатационном контроле;
- выявления технического уровня качества узлов и деталей оборудования и средств управления, определяющих безотказность, долговечность и безопасность эксплуатации гидроагрегатов и технических систем ГЭС;
- оказания при необходимости воздействия на предприятия-поставщики (заводы-изготовители) путем рекламационной работы для обеспечения ими безусловного выполнения договорных поставок продукции высокого качества, замены бракованной продукции или компенсации понесенных заказчиком финансовых и материальных затрат, вызванных низким качеством поставляемой продукции.

В.1.3 Входной контроль в период приемки оборудования может выполняться на складах, монтажных площадках и в лабораториях компаний (организаций). При этом хранение оборудования и средств управления на складах и монтажных площадках должно соответствовать требованиям технической документации заводов-изготовителей этих средств.

В.1.4 Входной контроль выполняется как до начала, так и в процессе монтажа.

В.1.5 Инструмент и приборы, которыми проводится входной контроль, должны соответствовать требованиям национальных стандартов, документации заводов-изготовителей инструмента и приборов. Те из них, которые подлежат метрологической поверке, должны иметь клеймо о поверке или предусмотренную документацию, подтверждающую возможность их использования.

В.1.6 Ответственность за своевременность, полноту и качество входного контроля, а также своевременность предъявления претензий предприятиям-изготовителям оборудования несет компания (организация)-заказчик.

В.1.7 При обнаружении дефектной детали заказчик обязан немедленно вызвать представителя завода-изготовителя или поставщика для составления акта и организации устранения брака.

В.1.8 Дефектные детали должны быть заменены или отремонтированы виновником брака в соответствии с нормативными документами.

Объемы замены или ремонта дефектных деталей, а также объемы последующего контроля однотипных деталей определяются заказчиком совместно с предприятиями, допустившими брак.

В.1.9 Запрещается поузловая приемка оборудования с деталями, не прошедшими входной контроль, или с деталями, имеющими недопустимые дефекты.

В.2 Организация входного контроля

В.2.1 На основе Стандарта для каждой гидроэлектростанции должна быть в установленном компанией (организацией) порядке разработана и введена в действие местная инструкция (стандарт ГЭС) по входному контролю применительно к конкретным условиям. Местная инструкция (стандарт ГЭС) должна быть внесена в перечень действующих на гидроэлектростанции документов и регулярно пересматриваться и дополняться по мере выхода новых нормативных и руководящих документов.

Знание местной инструкции является обязательным для лиц, ответственных за проведение входного контроля.

В.2.2 Для выполнения входного контроля средств управления в компании (организации) должны быть назначены рабочие (специализированные) комиссии по видам оборудования.

В.3 Проведение входного контроля

В.3.1 Входной контроль оборудования и средств управления начинается на стадии приемки оборудования от транспортных организаций при его разгрузке: визуально определяется целостность упаковки и самих изделий в соответствии с ГОСТ 15150.

Контроль оборудования и средств управления должен выполняться в соответствии с требованиями действующих стандартов, технических условий на поставку, заводских инструкций по эксплуатации, инструкций по монтажу и т.д.,

В.3.2 Контроль оборудования технических и технологических систем должен выполняться:

- при приемке оборудования на стадии разгрузки с транспортных средств;
- до начала монтажа;
- после окончания монтажа.

В.3.3 Входной контроль средств измерений, автоматических регуляторов, аппаратуры технологических защит, технологической сигнализации и дистанционного управления осуществляется в три этапа:

- проверка и приемка транспортных средств;
- проверка годности и работоспособности технических средств АСУТП перед сдачей в монтаж осуществляется в соответствии с заводским «Техническим описанием и инструкцией по эксплуатации» и стандартом СТО 17330282.27.140.009-2008. Проверка годности и работоспособности указанных технических средств проводится специализированными организациями, ведущими пусковую или режимную наладку. Проверка и наладка ПТК и программного обеспечения производится на полигоне завода – изготовителя ПТК или разработчика программного продукта;
- проверка и приемка технических средств АСУТП в эксплуатацию осуществляется проведением испытаний в соответствии с указаниями стандарта СТО 17330282.27.140.009-2008.

В.4 Оформление результатов входного контроля

Результаты входного контроля рабочие комиссии (по видам оборудования) оформляют актами (п. В.5). В акты вносятся лишь сведения о выявленных дефектах. Акты подшиваются в паспорта оборудования и хранятся постоянно.

В.5 Форма акта по результатам входного контроля

АКТ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ВХОДНОГО КОНТРОЛЯ
Наименование: энергопредприятия _____
Дата представления информации_____
вид энергетического оборудования _____
средства управления _____

№ пп.	Наименование узла, детали	Методика контроля	Кол-во проверенных узлов, деталей	Кол-во забракованных узлов, деталей	Характеристика дефекта	Виновник брака	Решение по устранению	Трудозатраты на контроль и восстановление забракованных узлов
1								

Библиография

[1] ПБ 03-576-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. Утверждены постановлением Госгортехнадзора России 11.06.2003 № 91

[2] ПБ 03-581-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации стационарных компрессорных установок, воздухопроводов и газопроводов. Утверждены постановлением Госгортехнадзора России 05.06.2003 № 60

[3] ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Утверждены постановлением Госгортехнадзора России 10.06.2003 № 80

[4] ПБ 10-382-00 Правила устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов. Утверждены постановлением Госгортехнадзора России 31.12.99 № 98

[5] СО 153-34.20.120-2003 Правила устройства электроустановок Раздел 6, гл.7.1 и 7.2 (Утв. Приказом Министра Минэнерго России от 06.10.1999) Главы 1.1, 1.2, 1.7, 1.9, 7.5, 7.6, 7.10 (Утв. Приказом Министра Минэнерго России от 08.07.2002 № 204) Главы 2.4, 2.5 (Утв. Министром Минэнерго России от 20.05.2003 № 187) Главы 4.1, 4.2 (Утв. Министром Минэнерго России от 20.06.2003 № 242) Главы 1.8 (Утв. Министром Минэнерго России от 09.04.2003 № 150)