

Приложение 1
к приказу ПАО «РусГидро»
от 19.01.2016 № 26



РусГидро

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ ГИДРОГЕНЕРИРУЮЩАЯ КОМПАНИЯ-РУСГИДРО»
(ПАО «РУСГИДРО»)

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

**ГИДРОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ. УСЛОВИЯ
ПОСТАВКИ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ**

СТО РусГидро 02.01.110-2015

Издание официальное

Москва – 2015

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а общие положения при разработке и применении стандарта организации – ГОСТ Р 1.4-2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения.

Сведения о Стандарте

1 РАЗРАБОТАН Некоммерческим партнерством «Гидроэнергетика России» (НП «Гидроэнергетика России»)

2 ВНЕСЕН Департаментом развития и стандартизации производственных процессов ПАО «РусГидро» в соответствии с рекомендацией Рабочей группы по техническому регулированию ПАО «РусГидро» (протокол от 26.08.2015 № 83)

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ приказом ПАО «РусГидро» от 19.02.2016 №26

4 ВЗАМЕН СТО 17330282.27.140.018-2008 Гидротурбинные установки. Условия поставки. Нормы и требования

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

Содержание

1. Область применения.....	1
2. Нормативные ссылки	2
3. Термины и определения.....	5
4. Обозначения и сокращения	8
5. Природные условия нахождения объекта.....	9
6. Основные характеристики ГЭС	10
7. Технические требования к гидротурбинной установке.....	11
7.1. Требования к параметрам гидротурбинной установки	12
7.2. Требования к конструкции гидротурбины и ее проточной части	13
7.3. Требования к системе автоматического управления и регулирования гидротурбинной установки	22
7.4. Требования надежности.....	27
7.5. Требования ремонтпригодности	27
8. Требования безопасности и охраны труда.....	29
9. Эргономические и эстетические требования.....	31
10. Требования к монтажу	31
11. Требования к маркировке и упаковке	33
12. Требования к транспортированию и хранению.....	34
13. Комплектность поставки	36
14. Оценка и подтверждение соответствия приобретаемого оборудования требованиям заказчика.....	39
15. Гарантии изготовителя (поставщика/ подрядчика).....	42
Приложение А (обязательное) Номенклатура основных параметров гидротурбинной установки	44
Приложение Б (рекомендуемое) Комплектность поставки гидротурбинной установки	48
Приложение В (рекомендуемое) Перечень приспособлений, инструмента и принадлежностей для монтажа гидротурбины	54
Приложение Г (рекомендуемое) Перечень запасных частей к гидротурбине	55
Приложение Д (рекомендуемое) Типовой перечень сборочных единиц гидротурбинной и насос-турбинной установок, проходящих приемочный контроль на заводах-	

изготовителях	59
Приложение Е (обязательное) Основные параметры гидротурбинной установки при характерных напорах	64
Библиография	65

Введение

Стандарт организации ПАО «РусГидро» «Гидротурбинные установки. Условия поставки. Нормы и требования» (далее – Стандарт) разработан в соответствии с требованиями Федерального закона от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

Стандарт является локальным нормативным документом ПАО «РусГидро» и предназначен для реализации современных требований технического регулирования в процессе заказа, проектирования, изготовления и приемки в эксплуатацию гидротурбинных установок для гидроэлектростанций при новом строительстве, реконструкции и техническом перевооружении с целью создания надежного и конкурентоспособного оборудования, соответствующего высокому уровню безопасности при эксплуатации.

В Стандарте определен состав обязательных требований по безопасности и надежности, установленных в нормативных правовых актах и иных нормативных документах, применимых к предмету регулирования, с соблюдением которых и во исполнение которых формулируются нормы и требования Стандарта.

В Стандарте учтены основные нормативные положения международных стандартов (публикаций МЭК).

ГИДРОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ. УСЛОВИЯ ПОСТАВКИ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения 19.02.2016

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт (далее – Стандарт) устанавливает единый порядок построения и изложения требований к гидротурбинным установкам и связанных с ними процессов их заказа, поставки и ввода в эксплуатацию.

1.2 Стандарт распространяется:

– на вертикальные поворотно-лопастные осевые, пропеллерные осевые, диагональные поворотно-лопастные, радиально-осевые гидротурбинные установки, а также на вертикальные насос-турбины с радиально-осевым рабочим колесом;

– на систему автоматического управления гидротурбинной установкой.

1.3 Стандарт предназначен для применения при организации конкурсов на проектирование, изготовление, поставку, монтаж и пуск в эксплуатацию гидротурбинных установок для гидростанций (ГЭС) и гидроаккумулирующих станций (ГАЭС) в части требований к их параметрам, конструкции, материалам, условиям приемки, поставки и ввода в эксплуатацию, обеспечивающих эффективную, надежную и безопасную эксплуатацию поставляемого оборудования.

1.4 Стандарт предназначен для обязательного применения в ПАО «РусГидро». Дочерние и зависимые общества ПАО «РусГидро» применяют требования Стандарта после его утверждения в установленном порядке в качестве локального нормативного документа дочерних и зависимых обществ ПАО «РусГидро».

1.5 Требования Стандарта обязаны выполнять любые сторонние организации и физические лица, выполняющие работы (оказывающие услуги) в области его применения по договорам с ПАО «РусГидро» и (или) с

его филиалами, дочерними и зависимыми организациям, если это обязательство отражено в заключаемых с ними договорах.

1.6 Обязательность применения требований и норм Стандарта ограничена их деятельностью на объектах, расположенных в Российской Федерации, владельцами или инвесторами (застройщиками) которых являются ПАО «РусГидро» и (или) дочерние и зависимые общества ПАО «РусГидро».

1.7 Применение требований Стандарта для целей зарубежной экономической деятельности определяется соответствующим международным соглашением.

1.8 При расхождении требований Стандарта с требованиями нормативной и технической документации, выпущенной до его утверждения, следует пользоваться требованиями Стандарта.

1.9 При введении в действие уполномоченными федеральными органами исполнительной власти новых нормативных правовых актов и методических документов, а также при внесении организацией-изготовителем оборудования изменений в конструкторскую документацию, требования которых отличаются от приведенных в Стандарте, следует пользоваться вновь введенными требованиями до внесения в Стандарт соответствующих изменений.

1.10 Стандарт устанавливает общие требования и нормы в сфере своего применения. Стандарт не учитывает все возможные особенности применения его требований при заказе оборудования для отдельных гидроэлектростанций. Заказчиком 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.

2 Нормативные ссылки

В Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие федеральные законы, стандарты:

ГОСТ 4.425-86 Система показателей качества продукции. Турбины гидравлические. Номенклатура показателей

ГОСТ 4.427-86 Система показателей качества продукции. Оборудование гидравлических турбин. Номенклатура показателей

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

ГОСТ 15.005-86 Система разработки и постановки продукции на производство. Создание изделий единичного и мелкосерийного производства, собираемых на месте эксплуатации

ГОСТ 15.309-98 Система разработки и постановки продукции на производство. Испытания и приемка выпускаемой продукции. Основные положения

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

ГОСТ 19431-84 Энергетика и электрификация. Термины и определения

ГОСТ Р 54130-2010 Качество электрической энергии. Термины и определения

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

ГОСТ 2.601-2013 Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы

ГОСТ 14192-96 Маркировка грузов

ГОСТ 12969-67 Таблички для машин и приборов. Технические требования

ГОСТ 12971-67 Таблички прямоугольные для машин и приборов. Размеры

ГОСТ 8339-84 Установки маслонапорные для гидравлических турбин. Технические условия

ГОСТ 2.314-68 Единая система конструкторской документации. Указания на чертежах о маркировании и клеймении изделий

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

ГОСТ 12.4.040-78 Система стандартов безопасности труда. Органы управления производственным оборудованием. Обозначения

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

ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования

ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.007.1-75 Система стандартов безопасности труда. Машины электрические вращающиеся. Требования безопасности

ГОСТ 12.2.007.0-75 Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

ГОСТ 12405-81 Регуляторы электрогидравлические для гидравлических турбин. Технические условия

ГОСТ 23956-80 Турбины гидравлические. Термины и определения.

ГОСТ 26945-86 Турбины гидравлические вертикальные. Общие технические требования

ГОСТ 27528-87 Турбины гидравлические поворотнолопастные, радиально-осевые. Типы. Основные параметры

ГОСТ 27807-88 Турбины гидравлические вертикальные. Технические требования и приемка

ГОСТ 28842-90 Турбины гидравлические. Методы натурных приемочных испытаний.

ГОСТ 22373-82 Затворы дисковые и шаровые для гидравлических турбин. Общие технические условия.

ГОСТ 23170-78 Упаковка для изделий машиностроения. Общие требования

ГОСТ 10198-91 Ящики деревянные для грузов массой св. 200 до 20000 кг. Общие технические условия

ГОСТ 1759.0-87 Болты, винты, шпильки и гайки. Технические условия

ГОСТ 18126-94 Болты и гайки с диаметром резьбы свыше 48 мм. Общие технические условия

ГОСТ 9.014-78 Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования

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 2.602-2013 Единая система конструкторской документации. Ремонтные документы

СТО 17330282.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

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

СТО 17330282.27.140.011-2008 Гидроэлектростанции. Условия создания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.140.034-2009 Гидроэлектростанции. Оценка сейсмостойкости оборудования. Нормы и требования

СТО РусГидро 02.02.060-2011 Гидроэлектростанции. Технические и автоматизированные системы. Условия поставки. Нормы и требования

СТО РусГидро 02.03.86-2013 Гидроэлектростанции. Организация работ при создании и реконструкции оборудования, собираемого на месте эксплуатации.

СТО РусГидро 02.03.70-2011 Гидротурбины. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования

СТО РусГидро 02.01.120-2015 Гидроэлектростанции. Методики оценки технического состояния основного оборудования

Примечание – При пользовании Стандартом целесообразно проверить действие ссылочных документов 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, СТО ПАО «РусГидро» – по официальному регулярно обновляемому перечню применяемых нормативных документов. 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 Стандарте применены термины по ГОСТ 15467; ГОСТ 16504; ГОСТ 19431; ГОСТ Р 54130; ГОСТ 15467 (СТ СЭВ 3519); ГОСТ 27.002; ГОСТ 23956; ГОСТ 2.602, СТО 17330282.27.140.001-2006; СТО 17330282.27.010.001-2008, а также иные термины с соответствующими определениями:

3.1 генеральный проектировщик: Проектная организация, ответственная за выполнение комплекса проектных и изыскательских работ по проектируемому объекту на основании договора с заказчиком.

3.2 деталь оборудования: неделимая составная часть

конструктивного узла оборудования.

3.3 дефект: Каждое отдельное несоответствие продукции установленным требованиям; несоответствие значения любого параметра или характеристики состояния изделия установленным требованиям.

3.4 заказчик: Юридическое лицо, в интересах и за счет средств которого осуществляются закупки. Заказчиком выступает собственник средств или их законный распорядитель, а выразителями его интересов - руководители, наделенные правом совершать от его имени сделки по закупкам.

3.5 единица оборудования: Объект техники, созданный для выполнения конкретной производственной функции при производстве отпускаемой продукции (в целях настоящего Стандарта - гидравлическая турбина, регулятор гидротурбины).

3.6 изготовитель: Предприятие или организация, осуществляющие освоение производства и выпуск продукции.

3.7 измеренное значение параметра: Значение параметра, установленное в результате его измерения определенным средством контроля.

3.8 измерительный контроль: Контроль, осуществляемый с применением средств измерений.

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

3.10 камера рабочего колеса гидравлической турбины: Элемент проточной части осевой или диагональной гидравлических турбин, внутри которого расположено рабочее колесо.

3.11 карта измерений: Технологический документ контроля, предназначенный для регистрации результатов измерения контролируемых параметров, с указанием подписей исполнителя операции, руководителя участка и контролирующего лица.

3.12 конструктивный узел оборудования: Составная часть оборудования, состоящая из ряда конструкций и деталей (в целях настоящего Стандарта - рабочее колесо, направляющий аппарат, и другие)

3.13 контроль: Процедура оценивания соответствия путем наблюдения и суждений, сопровождаемых соответствующими измерениями, испытаниями или калибровкой

3.14 контроль визуальный: Органолептический контроль,

осуществляемый органами зрения

3.15 корпус рабочего колеса гидравлической турбины: Элемент рабочего колеса осевой или диагональной гидравлических турбин, к которому крепятся лопасти рабочего колеса.

3.16 направляющий аппарат гидравлической турбины: Рабочий орган гидравлической турбины, изменяющий закрутку потока и регулирующий расход гидравлической турбины за счет поворота лопаток.

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

3.18 параметр изделия: Характеристика изделия, отображающая физическую величину.

3.19 паспорт изделия: Эксплуатационный документ, содержащий сведения, удостоверяющие гарантии изготовителя, значения основных параметров и характеристик (свойств) изделия, а также сведения о сертификации и утилизации изделия.

3.20 поставщик: Любое юридическое или физическое лицо, а также объединение этих лиц, способное на законных основаниях поставить требуемую продукцию организации, производящей закупки товаров.

3.21 проточная часть гидравлической турбины: Совокупность образованных элементами гидравлической турбины каналов, по которым протекает вода, совершая рабочий процесс.

3.22 рабочая конструкторская документация: Совокупность конструкторских документов, предназначенных для изготовления, приемки, поставки, эксплуатации и ремонта.

3.23 ротор: Вращающаяся часть машины.

3.24 срок службы: Календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации объекта или ее возобновления после ремонта до его перехода в предельное состояние. В Стандарте срок службы определяется в соответствии с ГОСТ 5616-89.

3.25 статор гидравлической турбины: Несущий элемент проточной части гидравлической турбины, содержащий профилированные колонны.

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

3.27 техническая система: Объект техники, агрегат, состоящий из элементов и зависимых узлов, предназначенный для выполнения функций,

обеспечивающих работоспособность единиц оборудования (в целях настоящего Стандарта – система автоматического регулирования, система смазки и др.).

3.28 технический контроль: Проверка соответствия объекта установленным техническим требованиям.

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

3.30 шефперсонал: Персонал Поставщика, осуществляющий техническое руководство (консультирование, координация работ, надзор за их выполнением) при выполнении монтажных работ.

4 Обозначения и сокращения

В Стандарте применены следующие обозначения:

H_s – допустимая высота отсасывания при расчетном напоре и номинальной мощности, м;

η_{\max} – КПД гидротурбины максимальный, %;

η_m – КПД модельной гидротурбины, %;

$\eta_{m\max}$ – КПД модельной турбины максимальный, %;

$\eta_{\text{ср.взв}}$ – КПД средневзвешенный гидротурбины, %;

N_{\max} – максимальная мощность гидротурбины, МВт;

H_{\max} – максимальный напор нетто, м;

GD^2 – маховой момент ротора генератора;

H_{\min} – минимальный напор нетто, м;

$N_{\text{ном}}$ – номинальная мощность гидротурбины, МВт;

D_1 – номинальный диаметр рабочего колеса, м;

H_p – расчетный напор нетто, м;

Q_p – расчетный расход при расчетном напоре и номинальной мощности, м³/с;

N – частота вращения синхронная, мин⁻¹;

n_p – разгонная частота вращения, мин⁻¹.

В Стандарте применены следующие сокращения –

ГРАМ	система группового регулирования активной мощности
ГАЭС	гидроаккумулирующая электростанция
ГЭС	гидроэлектростанция

ГТ	гидротурбина
КПД	коэффициент полезного действия
ИЧВ	устройство измерения частоты вращения (гидроагрегата)
МНУ	маслонапорная установка
НА	направляющий аппарат
ОТ	отсасывающая труба
ПЗ	проектное землетрясение
ПЛ	осевая поворотно-лопастная вертикальная (гидротурбина)
ПР	пропеллерная (гидротурбина)
РК	рабочее колесо
РО	радиально-осевая (гидротурбина)
РОНТ	вертикальные насос-турбины с радиально-осевым рабочим колесом
РТИ	резинотехнические изделия
САУГА	система автоматического управления гидроагрегатом
СК	синхронный компенсатор
ТЗ	техническое задание
ТУ	технические условия
ЭМП	эластичное металлопластмассовое покрытие.

5 Природные условия нахождения объекта

Данный раздел должен содержать следующие проектные данные, исходя из которых участники торгов будут готовить свои предложения, и, исходя из которых, Поставщик должен проектировать, изготавливать, монтировать и испытывать гидротурбинную установку, выбирать условия транспортировки, учитывать сейсмические характеристики района строительства и другие необходимые данные.

Местонахождение объекта

Река

Район

Географические координаты места расположения

Климат района

среднегодовая температура воздуха составляет, °С

самого холодного месяца, °С

самого теплого месяца, °С

абсолютный максимум температуры воздуха, °С

абсолютный минимум температуры воздуха, °С
 Средняя температура воды в водохранилище в летний период, °С
 Среднегодовая скорость ветра, м/сек
 Расходы по реке
 максимальный, м³/сек
 минимальный, м³/сек
 Продолжительность ледостава, дней
 Мутность реки, г/м³
 Гранулометрический и петрографический состав взвешенных частиц и их твердость
 Химический состав воды
 Расчетная сейсмичность проектного землетрясения (ПЗ) района строительства ГЭС составляет баллов по шкале MSK-64
 Максимальное расчетное горизонтальное ускорение ПЗ, м/с²
 Максимальное расчетное вертикальное ускорение ПЗ, м/с²

6 Основные характеристики ГЭС

Раздел должен содержать все необходимые сведения, которые могут повлиять на выбор типа гидротурбины и ее основные характеристики, условия монтажа и эксплуатации:

Установленная мощность ГЭС, МВт
 Среднегодовая выработка энергии, млрд.кВтч
 Режим работы ГЭС (пиковый, базовый, режим синхронного компенсатора, автоматическое регулирование частоты и мощности)
 Расчетные уровни в верхнем бьефе ГЭС:
 наибольший форсированный (ФПУ), м
 нормальный подпорный уровень (НПУ), м
 уровень максимальной сработки, м
 наименьший при пуске гидроагрегатов первой очереди, м
 Уровни в нижнем бьефе ГЭС, м:
 максимальный (при работе агрегатов)
 минимальный (при работе агрегатов)

при пропуске максимального расхода воды в
половодье при расходе $Q = \dots \text{ м}^3/\text{с}$

Расчетный расход воды через гидротурбины, $\text{м}^3/\text{с}$

Напоры брутто,:

 максимальный

 минимальный

 пусковой

Количество гидроагрегатов, шт.

Тип здания ГЭС

Температура воздуха в здании ГЭС в местах
установки гидротурбинного оборудования, $^{\circ}\text{C}$:

 максимальная в машзале

 максимальная в турбинном помещении

 минимальная в машзале

 минимальная в турбинном помещении

Подвод воды к зданию ГЭС

Турбинные водоводы, шт

Длина водовода, м

Диаметр водовода, м

Номер чертежа водоводов

Предтурбинные затворы (наличие)

Гидрогенератор (тип)

Маховый момент ротора

Отметка средней линии направляющего аппарата, м

Отметка пола машинного зала, м

Температура проходящей через гидротурбину воды, $^{\circ}\text{C}$:

 максимальная

 минимальная

Отметка максимальной высоты крановой подвески крана, м

Тип применяемых кранов, их параметры

Геометрические размеры здания ГЭС

Геометрические размеры монтажной площадки

7 Технические требования к гидротурбинной установке

Гидротурбинное оборудование и его вспомогательное оборудование должны соответствовать требованиям Стандарта и удовлетворять действующим ГОСТам, правилам, нормам и регламентам эксплуатации и

техники безопасности, действующим в РФ, а также ТЗ, ТУ и комплекту конструкторской документации изготовителя.

Гидротурбинная установка должна работать без постоянного присутствия эксплуатационного персонала.

Все элементы гидротурбинного оборудования должны быть рассчитаны и сконструированы так, чтобы они выдерживали механические нагрузки при всех номинальных и переходных режимах и угоне.

При расположении ГЭС в районах с повышенной сейсмичностью (более 6 баллов) изготовитель оборудования должен применять конструкции, гарантирующие его надежную работу, включая аппаратуру и оборудование, поставленное комплектно другими поставщиком, в соответствии с СТО 70238424.27.140.034-2009.

Завод-изготовитель должен обеспечить работу гидротурбины без каких-либо ограничений во всем диапазоне нагрузок. В случае невозможности выполнения этого условия завод-изготовитель (поставщик) оборудования обязан уведомить заказчика и согласовать с ним не рекомендуемые диапазоны нагрузок и условия прохождения этих диапазонов.

Организация-изготовитель (поставщик) обязана отразить все ограничения режимов эксплуатации поставляемой гидротурбины в эксплуатационной документации и регламентировать сроки ее пересмотра и необходимые для этого технические мероприятия. Все указанные в эксплуатационной документации ограничения должны быть реализованы в технологических защитах, действующих на отключение (блокировку управляющего воздействия, изменение режима работы) гидроагрегата автоматически без вмешательства персонала.

7.1 Требования к параметрам гидротурбинной установки

7.1.1 Номенклатура основных параметров гидротурбинной установки, значения которых должны быть определены (установлены), представлена в приложении А.

7.1.2 Номенклатура основных показателей качества гидравлических турбин и требования к ним в документации на поставку должны быть разработаны с учетом требований ГОСТ 4.425 и ГОСТ 4.427.

7.1.3 При разработке документации на поставку вертикальных гидравлических турбин должны быть учтены требования ГОСТ 2.601, ГОСТ 27807, ГОСТ 27528, ГОСТ 15.005, ГОСТ 15.309, ГОСТ 22373, СТО

17330282.27.140.011-2008, СТО 17330282.27.140.010-2008, СТО РусГидро 02.02.060-2011, СТО РусГидро 02.03.86-2013.

7.2 Требования к конструкции гидротурбин и ее проточной части

7.2.1 Рабочее колесо

Требования к поворотным-лопастным рабочим колесам

7.2.1.1 Конструкция маслonaполненного рабочего колеса должна обеспечивать его экологическую безопасность и отсутствие протечек масла в окружающую среду.

7.2.1.2 Детали рабочего колеса должны быть изготовлены из стали, обеспечивающей запас прочности при максимальных нагрузках

7.2.1.3 Уплотнения лопастей РК должны быть съемными. Конструкция уплотнений должна обеспечивать замену уплотнительных элементов без демонтажа РК или лопастей при осушенном проточном тракте.

7.2.1.4 Должно быть предусмотрено наличие предупредительной сигнализации при возникновении нарушений в работе уплотнений для своевременного устранения дефекта.

7.2.1.5 Поршень сервомотора РК должен иметь устройства, препятствующие его повороту относительно штока и цилиндра совместно со штоком.

7.2.1.6 Перетоки масла и воды через уплотнения штока сервомотора РК в корпусе рабочего колеса не допускаются.

7.2.1.7 Внутренние поверхности корпуса рабочего колеса должны иметь защитные покрытия, обеспечивающие его надежную эксплуатацию в период срока службы установки.

7.2.1.8 Изменение величины перестановочных усилий в механизме поворота лопастей в процессе эксплуатации допускается только в пределах, установленных конструкторской документацией Поставщика.

7.2.1.9 Для маслonaполненных рабочих колес все рабочие поверхности вала в зоне подшипников скольжения должны иметь облицовки толщиной не менее 5мм из нержавеющей стали.

7.2.1.10 Для ПР-гидротурбин по согласованию с заводом-изготовителем в конструкции РК может быть предусмотрена возможность изменения угла разворота лопастей (сезонная или в целях оптимизации при изменении условий эксплуатации).

7.2.1.11 Рабочее колесо должно быть статически отбалансировано.

Требования к радиально-осевым рабочим колесам

7.2.1.15 РК должно быть выполнено из коррозионно-стойкой стали.

7.2.1.16 При изготовлении РК должны быть предусмотрены мероприятия по снижению уровня остаточных термических напряжений.

7.2.1.17 Лабиринтные уплотнения РК должны быть съемными. Разница в твердости между материалами подвижных и неподвижных частей уплотнения РК должна быть не менее 50 ед. по Бринеллю.

7.2.1.18 При работе гидроагрегата в режиме СК должна быть предусмотрена система охлаждения лабиринтных уплотнений.

7.2.1.19 Рабочие колеса должны быть цельными. В обоснованных случаях по условиям транспортировки рабочее колесо может быть изготовлено из нескольких частей с последующей их сборкой на месте монтажа.

7.2.1.20 Рабочее колесо должно быть статически отбалансировано.

7.2.2 Требования к камерам рабочего колеса (для поворотно-лопастных и пропеллерных гидротурбин)

7.2.2.1 Камера рабочего колеса должна быть изготовлена из кавитационно-стойкой стали. Материал камеры должен допускать выполнение сварочных ремонтных работ без предварительного и сопутствующего подогрева.

7.2.2.2 Сопрягающий пояс должен быть изготовлен из кавитационно-стойкого материала.

7.2.2.3 Камера рабочего колеса при сборке и установке в штрабе должна крепиться к арматуре основного бетона.

7.2.2.4 Конструкция камеры РК должна быть рассчитана на ее надежную эксплуатацию без учета совместной работы с бетоном.

7.2.2.5 Конструкция камеры и технология изготовления должны обеспечивать возможность ее монтажа без дополнительной корректировки размеров и формы.

7.2.2.6 В конструкции камеры должна быть предусмотрена возможность установки диагностической аппаратуры, объем которой определяется техническим заданием.

7.2.2.7 Величина кавитационного износа облицовки камеры РК за согласованный контрольный срок эксплуатации не должна превышать расчетного значения (кг), установленного в соответствии с ГОСТ 28446-90 (МЭК 609-78).

7.2.3 Требования к облицовкам

7.2.3.1 Облицовка конуса отсасывающей трубы должна изготавливаться из листовой углеродистой стали толщиной не менее ____ мм. и обеспечивать защиту бетона от разрушения.

7.2.3.2 Для отсасывающих труб следует предусмотреть облицовку части колена до места, где скорость потока воды становится менее 6 м/с.

7.2.3.3 Облицовка шахты гидротурбины должна находиться в пределах от верхнего пояса статора до отметки установки генераторного оборудования и изготовлена из стали толщиной не менее ____ мм.

7.2.3.4 В облицовке шахты гидротурбины должны быть выполнены ниши для прохода в шахту гидротурбины, установки приборов, светильников, прокладки кабелей, электропроводки и трубопроводов, для установки сервомоторов направляющего аппарата (при необходимости).

7.2.4 Требования к закладным и фундаментным частям

7.2.4.1 Статор должен быть изготовлен цельным или из отдельных сварных секторов, исходя из транспортных ограничений.

7.2.4.2 Статор должен быть изготовлен из углеродистой или низколегированной стали.

7.2.4.3 Сектора статора должны иметь механически обработанные фланцы, которые должны соединяться между собой при помощи болтов и штифтов. После сборки на монтаже стыки секторов дополнительно должны быть проварены со стороны проточной части герметичными швами.

7.2.4.4 Металлическая спиральная камера должна быть изготовлена из листовой углеродистой стали.

7.2.4.5 Должны быть предусмотрены закладные трубопроводы для измерения давления в спиральной камере, отсасывающей трубе, в зоне перед рабочим колесом, контроля уровня воды под рабочим колесом при работе в режиме СК, для измерения расхода воды через гидротурбину относительным методом. Измерительные трубопроводы должны изготавливаться из нержавеющей сталей и иметь соответствующую запорную арматуру.

7.2.5 Требования к направляющему аппарату

7.2.5.1 Направляющий аппарат (НА) должен быть с поворотными лопатками.

7.2.5.2 Зазоры в направляющих лопатках должны уплотняться по торцам, перу и перед средним и нижним подшипниками цапф.

7.2.5.3 В конструкции НА должны быть предусмотрены предохранительные устройства, предотвращающие повреждение лопаток и кинематики НА

7.2.5.4 В подшипниках цапф лопаток НА и механизме привода должны устанавливаться вкладыши, не требующие смазки, и выполненные из материала, не подверженному разбуханию в воде.

7.2.5.5 Привод механизма поворота направляющих лопаток должен осуществляться прямоосными сервомоторами. Место установки сервомоторов и их количество определяет разработчик.

7.2.5.6 Все кольцевые узлы направляющего аппарата выполняются в виде сварных конструкций из углеродистой стали из частей, которые собираются между собой с помощью фланцевых соединений. Количество частей этих узлов определяется из условия их транспортировки.

7.2.5.7 Направляющий аппарат гидротурбины должен быть выполнен самозакрывающимся при потере давления масла в системе регулирования. Скорость закрытия направляющего аппарата должна исключать возможность возникновения гидравлического удара. Самозакрывание направляющего аппарата обратной насос-турбины ГАЭС при потере давления масла в системе регулирования должно обеспечиваться для турбинного режима

7.2.6 Требования к крышке гидротурбины

7.2.6.1 Крышка турбины может быть выполнена цельной или разрезной, исходя из транспортных ограничений. Соединение отдельных частей крышки производится на монтажной площадке посредством штифтов или болтов без подгонки и обработки.

7.2.6.2 Конструкция крышки гидротурбины должна обеспечивать жесткое крепление турбинного подшипника, рассчитанное на восприятие аварийных нагрузок.

7.2.6.3 На крышке гидротурбины должны быть предусмотрены места для установки клапанов срыва вакуума, люков для обеспечения доступа к рабочему колесу турбины, проводки кабелей, шлангов и вентиляционных устройств, а также для установки средств контроля.

7.2.6.4 Для пневмосистемы режима СК по согласованию с заводом-изготовителем должны быть предусмотрены отверстия для подсоединения трубопроводов подачи сжатого воздуха с заглушками. Отверстия для

трубопроводов сжатого воздуха (не менее двух) должны располагаться непосредственно за лопатками НА турбины.

7.2.6.5 Удаление протечек воды с крышки гидротурбины должно осуществляться в дренажную систему замасленных стоков ГЭС (при необходимости).

7.2.6.6 Крепежные изделия фланцевых соединений (болты, шпильки, гайки) должны соответствовать ГОСТ 1759.0 или ГОСТ 18126.

7.2.6.7 Изготовитель должен выполнить 100-процентный контроль неразрушающими методами металла фланцевых соединений и всех крепежных деталей и передать заказчику формуляр выполненных проверок

7.2.7 Направляющий подшипник

7.2.7.1 Подшипник должен быть сегментного или кольцевого типа, на масляной или водяной смазке. Направляющие подшипники на водяной смазке должны быть кольцевого типа с вкладышами, облицованными резиной или материалом из синтетических композиций. Направляющий подшипник гидротурбины на масляной смазке должен быть самосмазывающийся сегментного типа. Тип подшипника определяется по согласованию между поставщиком и заказчиком.

7.2.7.2 Подшипник должен быть рассчитан на максимальные рабочие нагрузки, действующие на него. Перемещения корпуса турбинного подшипника в результате упругих деформаций не должны превышать величину зазора камера–лопасть для ПЛ гидротурбин или величину зазоров в лабиринтных уплотнениях рабочего колеса для РО гидротурбин

7.2.7.3 При двухопорной схеме ротора гидроагрегата рабочие и опорные элементы подшипника должны быть рассчитаны на кратковременную работу при наличии двойного замыкания на корпус части полюсов ротора генератора и с учетом динамической составляющей, возникающей при работе гидротурбины и генератора в переходных режимах.

7.2.7.4 Антифрикционный материал вкладышей, конструкция ванны, опорных узлов вкладыша и уплотнения вала должны обеспечивать надежную работу подшипника в течение межремонтного периода, установленного в конструкторской документации.

7.2.7.5 Изготовитель должен выполнить 100-процентный контроль неразрушающими методами металла опорных элементов и крепежа

турбинного подшипника и передать заказчику формуляр выполненных проверок.

Требования к подшипнику с водяной смазкой

7.2.7.6 В корпус подшипника должна подаваться чистая вода, без химических загрязнений и механических примесей. Содержание взвешенных веществ (мутность) не должно превышать 100 мг/л.

7.2.7.7 Ванна подшипника на водяной смазке должна иметь уплотнение, предотвращающее попадание воды из корпуса подшипника в крышку гидротурбины.

7.2.7.8 Конструкция уплотнения вала в крышке ванны турбинного подшипника должна предусматривать обеспечение смазки водой зоны трения уплотняющего элемента.

7.2.7.9 Необходимо иметь резервное питание подшипника на водяной смазке. Подача воды от резервного источника должна обеспечивать работу гидроагрегата при любых режимах и обеспечивать пуск гидроагрегата при потере питания собственных нужд станции.

7.2.7.10 Вся арматура, трубопроводы, фильтры, аппаратура для измерений, контроля и сигнализации для подшипника с водяной смазкой должны быть изготовлены из коррозионно-стойких материалов и поставляться в комплекте с гидротурбиной.

Требования к подшипнику с масляной смазкой

7.2.7.11 Подшипник должен состоять из стального сварного корпуса, стальных самоустанавливающихся сегментов с баббитовой заливкой или антифрикционным покрытием.

7.2.7.12 Конструкция подшипника должна исключать попадание масла на крышку турбины и в проточную часть.

7.2.7.13 Подшипник на масляной смазке должен обеспечивать возможность работы агрегата без охлаждающей воды не менее 15 минут.

7.2.7.14 На подшипнике должна быть установлена запорнорегулирующая арматура, перекрывающая расход воды на маслоохладители при остановленном гидроагрегате.

7.2.8 Вал гидротурбины

7.2.8.1 Вал гидротурбины должен выполняться кованым (сварнокованным) полым из качественной низколегированной стали. Нижним фланцем вал соединяется с рабочим колесом, верхним — со втулкой или

валом гидрогенератора.

7.2.8.2 Вал гидротурбины должен иметь в зоне вкладышей направляющего подшипника с водяной смазкой защитную оболочку из коррозионностойкой стали.

7.2.8.3 Вал турбины должен иметь контрольный поясок для проверки линии вала и измерения биения вала у турбинного подшипника на работающем агрегате. Контрольный поясок должен быть расположен в легкодоступном месте.

7.2.8.4 Для РО-гидротурбин в нижней части вала должна быть установлена заглушка, рассчитанная на превышение давления при обратном гидравлическом ударе.

7.2.8.5 На верхнем торце вала может быть установлен регулируемый клапан с глушителем для впуска воздуха под РК в переходных режимах.

7.2.8.6 Гидротурбина и гидрогенератор должны соединяться сопрягаемыми поверхностями с соблюдением проектных размеров, допусков и посадок, без дополнительной обработки и пригонки.

7.2.8.7 При изготовлении турбинного и генераторного валов предпочтительной является совместная финишная обработка валов в сборе с одной установки. При невозможности совместной обработки валов обработка отверстий под соединительные болты во фланцах вала турбины и вала генератора осуществляется отдельно по специальным приспособлениям без спаривания на заводе. Способ соединения вала турбины и генератора должен быть согласован между изготовителями турбины и генератора. Ответственность за соединение фланцев турбины и генератора несет изготовитель гидротурбины.

7.2.8.8 Поставщик гидротурбины по согласованию с изготовителем генератора должен выполнить совместный динамический расчет валов турбины и генератора и расчет критической частоты вращения вала гидроагрегата для исключения резонансных явлений.

7.2.8.9 Изготовитель должен выполнить 100-процентный контроль неразрушающими методами металла болтов спаривания гидротурбины с валом, вала гидротурбины со ступицей ротора, фланцев и фланцевых зон валов гидротурбины и гидрогенератора и передать заказчику формуляр выполненных проверок.

7.2.9 Требования к уплотнению вала

7.2.9.1 Уплотнение вала, служащее для предотвращения попадания воды из проточного тракта в крышку гидротурбины должно

состоять из рабочего и ремонтного уплотнений. При положительной высоте отсасывания ремонтное уплотнение не требуется.

7.2.9.2 Рабочее уплотнение должно надежно предотвращать поступление воды на крышку турбины. Тип рабочего уплотнения (воротниковое, лепестковое, торцевое и пр.) согласовывается между подрядчиком и заказчиком. Уплотнение должно оснащаться дистанционным устройством контроля износа.

7.2.9.3 Ремонтное уплотнение предусматривается для проведения ревизий и ремонтов турбинного подшипника без осушения проточного тракта гидротурбины.

7.2.9.4 Все детали уплотнения должны быть выполнены из частей, позволяющих производить монтаж и демонтаж деталей уплотнения без разборки обтекателя крышки гидротурбины (для ПЛ-турбин).

7.2.9.5 В корпус уплотнения должна подаваться чистая вода. Должна быть предусмотрена резервная система смазки чистой водой.

7.2.9.6 Пара трения в рабочем уплотнении должна надёжно обеспечивать его работу в течение не менее одного межремонтного периода.

7.2.9.7 Все детали уплотнения, которые имеют контакт с водой, должны быть изготовлены из коррозионностойких материалов.

7.2.10 Маслоприемник (только для поворотнолопастных гидротурбин)

7.2.10.1 Маслоприемник должен обеспечивать бесперебойную подачу масла под давлением из аккумулятора маслонапорной установки посредством штанг к соответствующим полостям цилиндра сервомотора рабочего колеса, а также приём протечек масла из рабочего колеса и элементов конструкции самого маслоприёмника и их слива в бак МНУ.

7.2.10.2 Конструкция распределительного устройства маслоприемника не должна допускать отсутствие смазки в зоне подшипников трения при любом режиме работы. Распределительные полости маслоприемника должны быть соединены трубопроводом с маслонапорной установкой.

7.2.10.3 Конструкция маслоприемника должна исключать возможность перелива масла и попадания его на генератор и крышку турбины. Ванна маслоприемника должна быть оборудована дистанционным контролем уровня.

7.2.10.4 Конструкция маслоприемника должна обеспечивать надежную работу узла обратной связи, удобное проведение контроля изоляции и

высокую ремонтпригодность.

7.2.10.5 Соединения маслоприемника с опорой и трубопроводом должны быть выполнены через изоляционные прокладки во избежание появления коррозии, вызываемой блуждающими токами, индуцируемыми статором генератора.

7.2.10.6 На корпусе маслоприемника должны быть установлены измерительные приборы, показывающие значения давления масла в полостях сервомотора рабочего колеса и температуру в зоне подшипников скольжения маслоприемника, а также иметь указатель положения лопастей рабочего колеса.

7.2.10.7 Конструкцией маслоприемника должна быть предусмотрена возможность спуска воздуха из системы регулирования при заполнении ее маслом. Устройство спуска воздуха должно располагаться внутри корпуса маслоприемника, протечки масла должны попадать в сливную ванну маслоприемника

7.2.11 Вспомогательные механизмы гидротурбины

7.2.11.1 Вспомогательные механизмы гидротурбины должны обеспечивать безопасную, надёжную работу рабочих механизмов, быть ремонтпригодными и безопасными при эксплуатационном обслуживании. Вспомогательные механизмы должны быть защищены от любого случайного внешнего воздействия.

К вспомогательным механизмам в общем случае относятся:

- трубопроводы - масляные, водяные и воздушные;
- запорно-регулирующая арматура, фильтры и элементы автоматики, установленные на трубопроводах;
- щиты измерительных приборов аппаратуры автоматики для измерения давления в спиральной камере, конусе отсасывающей трубы и для измерения расхода воды через турбину;
- рабочее и аварийное освещение в шахте турбины;
- площадки и лестницы в шахте турбины и в районе маслоприемника;
- лекажный агрегат;
- клапаны срыва вакуума;
- клапан впуска воздуха;
- дренажные насосы (рабочий и резервный);
- монорельс и подвесные тали в шахте турбин;
- ремонтное перекрытие под рабочим колесом.

7.2.11.2 Все указанные устройства поставляются Поставщиком в пределах шахты гидротурбины, за исключением масляных и воздушных трубопроводов, обеспечивающих систему режима СК. Масляные трубопроводы и обратные связи обеспечиваются по всей их трассе.

7.3 Требования к системе автоматического управления и регулирования гидротурбинной установки

Условия участия гидроагрегатов в автоматическом регулировании режимов энергосистемы устанавливаются проектной документацией, согласованной с системным оператором.

7.3.1 Система автоматического управления гидротурбины должна включать:

- регулятор частоты и мощности;
- маслonaпорную установку;
- системы автоматики гидротурбины и МНУ.

7.3.2 Система автоматического регулирования гидротурбины должна выполнять следующие функции:

- автоматический программный пуск агрегата, вывод его на подсинхронную частоту вращения;
- стабилизацию частоты вращения при работе: на холостом ходу; на изолированный район, в том числе и параллельно с другими агрегатами;
- поддержание заданной мощности при работе гидроагрегата в энергосистеме;
- управление от систем группового регулирования активной мощности (ГРАМ);
- работу в режиме синхронного компенсатора;
- нормальный останов гидроагрегата;
- аварийный останов гидроагрегата;
- формирование предупредительных и аварийных сигналов для верхнего (агрегатного) уровня управления;
- пуск и останов гидроагрегата на ручном управлении (при наличии электропитания системы регулирования).

7.3.3 Система регулирования должна обеспечить:

- | | |
|--|-------------|
| - зону нечувствительности по частоте, Гц | $\pm 0,075$ |
| - точность измерения частоты, Гц | 0,01 |

– точность поддержания частоты, Гц (при работе на изолированный район и разных уровнях нагрузки)	0,01
– точность поддержания заданного уровня мощности (в режиме мощность), % $P_{ном}$	1,0
– диапазон изменения уставки задатчика частоты, % $F_{ном}$	± 20
– диапазон изменения уставки задатчика мощности, % $P_{ном}$	0-110
– рабочее давление масла не менее, МПа	6,3
– напряжения питания регулятора:	
постоянного тока, В	220
переменного тока 50 Гц	220
– время запаздывания (по сервомоторам НА), с	$\leq 0,2$

7.3.4 Система управления должна обеспечивать пуск гидроагрегата в условиях отсутствия напряжения переменного тока, при наличии оперативного постоянного тока и величине давления в МНУ выше уставки включения резервного насоса.

7.3.5 Аппаратура автоматики гидротурбины должна обеспечить функции защиты, контроля и мониторинга узлов и устройств турбины. Номенклатура средств диагностирования и параметров технического состояния гидротурбины согласовывается заказчиком и поставщиком и устанавливается в техническом задании.

С учетом конкретного исполнения гидротурбины могут быть предъявлены дополнительные требования.

7.3.6 Комплект аппаратуры автоматики гидротурбины должен состоять из датчиков и приборов, обеспечивающих контроль за работой гидротурбины, а также исполнительных устройств

7.3.7 Комплекс технических средств автоматики гидротурбины или его отдельные составные элементы должны быть приспособлены к работе в жестких условиях промышленной эксплуатации ГЭС (низкая или высокая температура, наличие пыли, влаги, вредных примесей, сильных электромагнитных полей, вибрации и т.д.).

7.3.8 В составе микропроцессорного регулятора должно быть устройство или логической блок измерения частоты вращения (ИЧВ) гидроагрегата в диапазоне 0 — 200% оборотов.

7.3.9 Дискретная информация о состоянии технологического оборудования должна вводиться в виде двоичных сигналов "0" и "1".

В качестве сигнала "1" должны применяться:

напряжение переменного тока 220 В (- 15...+ 10%);

напряжение постоянного тока 220, 48 и 24 В (-15... + 10%).

При наличии длинных линий связи предпочтительными являются сигналы высокого напряжения

7.3.10 Электропитание системы автоматического управления должно осуществляться от источника переменного тока и постоянного тока, с безударным переключением.

7.3.11. Поставщик обеспечивает установку датчиков, поставляемых комплектно с турбиной для системы управления, в соответствии с перечнем, согласованным заказчиком. Выходные цепи всех датчиков должны быть собраны внутри турбины и выведены в клеммные шкафы, поставляемые комплектно с турбиной. Место размещения клеммных шкафов и трассы прокладки кабелей внутри шахты турбины должны быть согласованы с заказчиком.

7.3.12. Регулятор частоты и мощности состоит из:

- панели электрооборудования,
- колонки управления,
- измерительных каналов обратных связей.

7.3.13 Регулятор частоты и мощности должен обеспечивать формирование сигналов управления регулирующими органами гидротурбины в соответствии с командами на изменение режима работы гидроагрегата и измеряемыми значениями частоты и активной мощности.

7.3.14 Требования к функциям, выполняемым регулятором частоты и мощности должны соответствовать требованиям ГОСТ 12405. Реализация указанных функций должна осуществляться с помощью микропроцессорных средств.

7.3.15 Регулятор частоты и мощности должен осуществлять измерение частоты вращения гидротурбины в диапазоне скоростей вращения от 0 до 200% номинальной скорости. В качестве основных каналов измерения частоты должны использоваться средства измерения скорости вращения подвижных частей гидроагрегата – тахогенератор, энкодеры, датчики магнитного поля. Для измерения активной мощности генератора должны использоваться серийные измерительные преобразователи мощности.

7.3.16 В панели электрооборудования должен быть предусмотрен вывод следующей информации:

- величина заданного фактического положения регулирующих органов открытия НА;
- величина ограничения максимального регулирующих органов открытия НА;

- частота вращения гидроагрегата;
- величина задания частоты;
- величина задания мощности;
- положение регулирующих органов гидротурбины.

7.3.17 При исчезновении электропитания аппаратуры системы регулирования, схемы аварийной защиты, при отказе микропроцессорного контроллера электропанели системы регулирования должно быть обеспечено автоматическое закрытие направляющего аппарата. Для обратимых гидроагрегатов ГАЭС в насосном режиме работы при потере электрического питания регулятора скорости гидротурбины направляющий аппарат должен сохранять текущее положение или иметь тенденцию на открытие.

7.3.18 Для ремонтных, наладочных и испытательных работ должен быть предусмотрен переход на ручное управление механизмом открытия НА и лопастей РК (при наличии электропитания схемы управления).

7.3.19 Исполнительные устройства регулятора могут быть выполнены в виде колонки управления (где все элементы объединены общим кожухом и рамой) или из отдельных исполнительных блоков. Установленный масляный фильтр должен быть двойным, с возможностью обслуживания во время работы, и иметь сигнализацию и индикацию засорения.

7.3.20 На лицевой стороне колонки могут быть установлены: тахометр, показывающий частоту вращения гидроагрегата, указатели открытия и ограничения открытия НА, балансный прибор, показывающий величину и направление электрического сигнала регулирования, сигнальные лампы стопора сервомотора НА. Для ПЛ гидротурбины должен быть предусмотрен указатель положения лопастей.

7.3.21 Допускается возможность выполнения регулятора и автоматики турбины в одном шкафу с использованием общего микропроцессорного контроллера, обеспечивающего необходимую производительность.

7.3.22 В механизме обратной связи для формирования сигналов обратных связей по положению регулирующих органов должны использоваться малоинерционные датчики измерения линейных перемещений с выходным сигналом постоянного тока 4-20 мА. Механизмы обратных связей должны быть дублированными. Зона нечувствительности датчиков перемещений не должна быть более 0,2%.

7.3.23 Маслонапорная установка должна обеспечивать систему маслом под давлением. Состав маслянапорной установки:

- панель управления;
- гидроаккумулятор;

- маслонасосный агрегат;
- агрегат лекажный;
- маслоохладительная установка (при необходимости);
- сливной бак.

7.3.24 Гидроаккумулятор МНУ должен быть спроектирован и изготовлен в соответствии с действующими техническими нормами для сосудов высокого давления.

7.3.25 Система регулирования должна быть снабжена лекажным агрегатом для откачки протечек масла и слива масла из элементов системы регулирования в сливной бак маслонапорной установки при их опорожнении. При расположении агрегата лекажного на крышке турбины должно быть исключено попадание масла на крышку.

7.3.26 Алгоритм аварийного закрытия должен обеспечивать аварийное закрытие регулирующего органа и защиту агрегата от разгона при неисправности регулятора гидротурбины или действии технологических защит.

7.3.27 Противоразгонная защита должен обеспечивать не менее двух ступеней срабатывания:

— первая ступень должна воздействовать на закрытие НА через пускоостанавливающее устройство системы регулирования при повышении частоты вращения до 115% и при отсутствии смещения НА на закрытие;

— вторая ступень должна действовать на закрытие НА через систему аварийного закрытия при повышении частоты до 125— 140%;

7.3.28 При наличии быстропадающих затворов или аварийного маслонасоса, алгоритм аварийного закрытия должен предусматривать действие на сброс затвора или пуск аварийного маслонасоса, в том числе при повышении частоты вращения до 140-160% от номинальной скорости.

7.3.29 Аварийная автоматическая остановка гидротурбины должна обеспечиваться следующими устройствами:

- Пускоостанавливающим устройством микропроцессорного регулятора частоты и мощности:
 - при понижении давления или уровня масла в аккумуляторе МНУ до аварийно-низкой величины;
 - при потере давления и расхода на турбинном подшипнике с водяной смазкой;
 - при срабатывании защит генератора;
 - при снижении расхода охлаждающей воды в уплотнении вала.

- системой аварийного закрытия направляющего аппарата по условиям п. 7.3.29 и при отсутствии аварийной остановки турбины за контрольное время (отказ пускоостанавливающего устройства микропроцессорного регулятора частоты и мощности);

- быстродействующими затворами:

- при увеличении частоты вращения ротора выше 170%;
- при отказе системы аварийного закрытия НА (контроль по времени)

7.3.30 Завод-изготовитель обязан представить заказчику допустимые величины всех контролируемых технологических параметров (номинальные, предупредительные и аварийные), в том числе уставки по вибрации узлов.

При наличии ограничений завода-изготовителя на условия и режим эксплуатации гидротурбинной установки, отраженных в заводской эксплуатационной характеристике, САУ ГА должна обеспечивать соблюдение установленных ограничений.

7.4 Требования надежности

Гидротурбинная установка должна иметь следующие показатели надежности:

- срок службы между капитальными ремонтами - не менее 7 лет, при наработке не менее 32000 ч.;
- полный срок службы - не менее 40 лет;
- коэффициент готовности - не менее 0,97;
- коэффициент технического использования - не менее 0,93;

7.5. Требования ремонтпригодности

7.5.1 Конструкция и компоновка деталей и сборочных единиц гидротурбины должны соответствовать требованиям монтажа и ремонтпригодности в соответствии с [8].

7.5.2 Материал лопасти, камеры РК, облицовки конуса отсасывающей трубы и сопрягающего пояса должен обеспечить возможность проведения ремонтных работ на них методом наплавки без предварительного и сопутствующего подогрева.

7.5.3 Все трущиеся детали с неполноповоротным вращением (кроме уплотнений) должны иметь межремонтный период не менее 20 лет. Для таких деталей рекомендуется использование материалов, не требующих смазки.

7.5.4 Антифрикционный материал вкладышей или сегментов и конструкция подшипника должны обеспечить его надежную работу в течение 2-х межремонтных периодов, установленных в конструкторской документации.

7.5.5 Должна быть предусмотрена система слива масла из корпуса РК, сервомотора, вала турбины при осушенном проточном тракте. Слив масла должен производиться посредством гибких шлангов. Конструкция клапанов, должна исключать попадание масла в воду при подключении и отключении шлангов.

7.5.6 Конструкция узла уплотнения штока сервомотора должна обеспечивать его ремонт или замену без выема РК при осушенной проточной части.

7.5.7 Должно быть предусмотрено устройство для поворота лопастей при разобранном маслоприемнике.

7.5.8 Для оценки состояния лабиринтных уплотнений рабочего колеса РО-гидротурбины и контроля за величиной и равномерностью зазоров должны быть предусмотрены отверстия в крышке турбины, нормально заглушённые резьбовыми пробками или фланцевыми заглушками.

7.5.9 Конструкция узлов направляющего аппарата должна обеспечивать доступ для обслуживания и замены без демонтажа крышки турбины или верхнего кольца направляющего аппарата:

- уплотнений цапф лопаток направляющего аппарата, установленных в верхнем кольце,
- уплотнений по торцу и по перу,
- механизма кинематики,
- подшипников цапф лопаток направляющего аппарата, установленных в верхнем и нижнем кольцах.

7.5.10 Для изготовления втулок подшипников цапф лопаток должны применяться материалы, не изменяющие в воде свои размеры и обеспечивающие надежную работу в течение не менее трех межремонтных периодов турбины.

7.5.11 Качество и конструктивное исполнение уплотнений верхних цапф лопаток должны обеспечивать надежную работу их в течение не менее двух межремонтных периодов турбины, а также (по возможности) удобный доступ для их осмотра и замены.

7.5.12 Конструкция крышки должна предусматривать возможность установки ремонтной и оперативной арматуры режима СК.

7.5.13 Конструкция регулирующего кольца НА должна обеспечивать возможность его выема без разборки агрегата и возможность осмотра и контроля состояния подшипников.

7.5.14 Ремонтное уплотнение вала в крышке гидротурбины должно надежно защищать шахту гидротурбины от протечек воды.

7.5.15 Доступ под РК диаметром 5м и более должен обеспечиваться через лаз в отсасывающей трубе.

7.5.16 В конусе отсасывающей трубы должны быть предусмотрены приспособления для установки настила под рабочим колесом при производстве ремонтных работ на колесе.

7.5.17 Технология выполнения ремонтных работ не должна снижать общий ресурс камеры РК и уменьшать межремонтный период.

7.5.18 В шахте гидротурбины должны быть предусмотрены монорельс и подвесные тали для производства ремонтных работ. Грузоподъемность подъемных механизмов определяется весом наиболее тяжелой детали, перемещаемой при производстве работ.

7.5.19 Однотипное вспомогательное оборудование одинакового наименования должно быть полностью взаимозаменяемо и иметь возможность перестановки с одной гидротурбины на другую без дополнительной подгонки.

7.5.20 Запорная водяная, масляная трубопроводная арматура должна быть расположена удобно для технического обслуживания, устранения протечек и неплотностей.

7.5.21 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.

7.5.22 Методы и типы средств контроля одинаковых параметров должны быть одинаковыми для гидротурбины и гидрогенератора.

8 Требования безопасности и охраны труда

8.1. Гидротурбинная установка должна удовлетворять требованиям безопасности, охраны труда и производственной санитарии согласно ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.1, ГОСТ 12.1.003, ГОСТ 12.1.004, правилам [2, 9].

8.2. Электрооборудование, размещенное в шахте гидротурбины и обеспечивающее ее работу, должно отвечать требованиям правил [1] и [2].

8.3. Уровни звукового давления, создаваемые работающей гидротурбинной установкой в помещениях ГЭС, в которых постоянно находится обслуживающий персонал, не должно быть более 85 дБА согласно ГОСТ 12.1.003.

8.4. Вибрации, передаваемые работающей в установившемся режиме установкой на помещения ГЭС с постоянными рабочими местами обслуживающего персонала, должны быть не более значений, допустимых санитарными нормами [3].

8.5. Вибрации деталей работающей в установившемся режиме гидротурбины не должны вызывать нарушения работоспособности оборудования (неправильности показаний измерительных приборов, самоотвинчивания крепежа и др.).

8.6. Вибрации корпуса подшипника гидротурбины, крышки гидротурбины, опоры подпятника не должны превышать значений, установленных СТО РусГидро 02.01.120-2015 и [7].

8.7. Сосуды гидроаккумулятора и воздухоотборников должны соответствовать требованиям правил [5].

8.8. Гидротурбинная установка должна быть снабжена специальным инструментом для сборки и разборки оборудования, а также приспособлениями для механизации работ, обеспечивающими удобство и безопасность обслуживающего персонала при выполнении монтажных и ремонтных работ (в т.ч. и при подъеме тяжелых сборочных единиц).

8.9. Подвижные и вращающиеся части гидротурбины должны быть ограждены и недоступны для случайного прикосновения обслуживающего персонала. Защитные ограждения должны выполняться согласно ГОСТ 12.2.062.

8.10. Для производства ремонтных работ в шахте гидротурбины должны быть предусмотрены грузоподъемные средства, обеспечивающие подъем грузов с перемещением их по окружности по монорельсу и доставку к выходу из шахты турбины. В шахте гидротурбины снаружи опоры подпятника должна быть установлена электроталь грузоподъемностью ___кгс. Внутри опоры подпятника должен быть установлен монорельс с ручной талью грузоподъемностью ____ кгс.

8.11. Все грузоподъемные средства должны отвечать требованиям правил пользования инструментом и приспособлениями, применяемыми при ремонте и монтаже энергетического оборудования.

8.12. В НА гидротурбины должно быть предусмотрены стопорные устройства (с приводом), рассчитанные на максимальное усилие

сервомоторов для предотвращения случайного открытия и закрытия НА при ремонтах, а также самопроизвольного открытия при снятом давлении масла в его сервомоторах. Стопорные устройства должны обеспечивать надежную фиксацию лопаток в закрытом и полностью открытом положении.

8.13. Корпус РК должен иметь специальные отверстия для установки штифтов, фиксирующих лопасти РК в горизонтальном положении, при снятии давления с системы регулирования. Горизонтальному положению лопастей должно соответствовать крайнее нижнее положение поршня сервомотора РК.

8.14. Для производства ремонтных работ в камере рабочего колеса гидротурбина должна быть снабжена инвентарными лесами.

8.15. В отсасывающей трубе гидротурбины должен быть предусмотрен вентиляционный люк диаметром не менее 600 мм. В качестве вентиляционного люка может использоваться лаз в отсасывающую трубу.

8.16. В металлической спиральной камере должны быть предусмотрены:

- лаз для доступа людей диаметром не менее 650 мм;
- люк для подвода кабелей и шлангов.

8.17. Крышки люков отсасывающей трубы и спиральной камеры должны иметь шарнирную подвеску и открываться внутрь.

8.18. В состав конструкторской документации должен быть включен перечень технических решений по предотвращению затопления шахты турбины.

9 Эргономические и эстетические требования

9.1 Компоновка оборудования гидротурбинной установки в блоке агрегата должна выполняться с учетом требований эргономики согласно ГОСТ 12.2.049.

9.2 Внешний вид гидротурбинной установки должен соответствовать требованиям промышленной эстетики.

9.3 Контрольно-измерительные и сигнальные приборы, а также все части механизмов оперативного управления гидротурбиной должны быть расположены на видных местах и легко доступны.

9.4 Графические символы органов управления принимаются согласно ГОСТ 12.4.040.

10 Требования к монтажу

10.1. Технологические требования, нормы и допуски, обеспечивающие надежную работу узлов и отдельных механизмов гидроагрегатов при их монтаже должны соответствовать (не ухудшать) СТО РусГидро 02.01.120-2015 и техническим условиям [6].

10.2. Монтаж установки должен осуществляться Поставщиком (силами специализированной монтажной организации, если иное не предусмотрено договором). Изготовитель должен осуществлять технический надзор за монтажом и пуском установки в эксплуатацию (шефмонтаж).

10.3. В сферической части камеры рабочего колеса отклонение от окружности не должно превышать в зависимости от диаметра рабочего колеса $\pm (0,5 + 2,0)$ мм

10.4. Неравномерность зазора камера-лопасть во всем диапазоне разворота лопастей не должна превышать от проектной величины зазора +10%.

10.5. Величина перестановочных усилий и люфты в механизме поворота лопастей, измеренные по методике завода на остановленном агрегате, при сдаче оборудования заказчику должны быть зафиксированы в протоколе и в дальнейшем использоваться как базовая величина при контрольных измерениях в процессе эксплуатации.

10.6. Обработка рабочих поверхностей втулок подшипников (вкладышей) в целях доводки или исправления заводских дефектов на монтаже не допускается.

10.7. При полностью закрытом НА протечки воды через него не должны допускать страгивание с места ротора гидроагрегата при незаторможенном роторе гидрогенератора, не препятствовать остановке гидроагрегата свободным выбегом и обеспечивать перевод гидрогенератора в режим СК с освобожденной от воды камерой РК турбины.

10.8. Толщина обечайки камеры рабочего колеса после обработки и монтажа должна соответствовать конструкторской документации

10.9. На узлах, прошедших контрольную сборку на заводе, запрещается выполнять операции по доработке в процессе монтажа, такие детали и узлы должны дорабатываться на заводе по заводской технологии или заменяться.

10.10. Двойная амплитуда биения вала при прокрутке краном должна быть меньше, чем суммарный зазор в турбинном подшипнике с любым антифрикционным материалом пары трения.

10.11. Все оборудование, входящее в объем поставки, должно иметь согласованные с заказчиком защитные покрытия, предохраняющие его от атмосферного воздействия в период транспортирования и хранения на ГЭС.

10.12. Условия хранения на ГЭС до момента начала монтажа должны обеспечивать отсутствие прямого воздействия атмосферных осадков и прочих факторов, воздействие которых может способствовать разрушению или порче оборудования.

10.13. Окончательная окраска оборудования гидротурбинной установки должна производиться после приемки в эксплуатацию гидроагрегата в соответствии с требованиями к покрытиям, указанными в чертежах.

10.14. Окраска должна производиться материалами и силами Поставщика, если иное не предусмотрено договором.

10.15. Цвет и тип покрытий должен быть согласован с заказчиком.

10.16. Грунтовка частей и механизмов производится на заводе-изготовителе. Части, закладываемые в бетон, должны покрываться со стороны, прилегающей к бетону составом, исключая необходимость его удаления при монтаже и обеспечивающим надежное сцепление с бетоном.

10.17. Порядок изготовления, контроля, монтажа, приемки и сдачи в эксплуатацию устанавливаются с учетом требований ГОСТ 15 005 и СТО РусГидро 02.03.86-2013.

11 Требования к маркировке и упаковке

11.1. Каждая гидротурбина должна иметь лицевую табличку с четким и разборчивым начертанием следующих данных на русском языке:

- страна-изготовитель;
- товарный знак предприятия - изготовителя;
- год выпуска;
- знак соответствия (сертификации);
- № серии;
- расчетный напор, м;
- расчетный расход, м³/с;
- номинальная мощность турбины, кВт;
- номинальная скорость вращения турбины, об/мин, и другие согласованные данные.

11.2. Маркирование деталей гидротурбинной установки должно

производиться в соответствии с ГОСТ 2.314.

11.3. Таблички для составных частей установки должны выполняться по ГОСТ 12969 и ГОСТ 12971 и заполняться по ГОСТ 8339.

11.4. Транспортная маркировка каждого грузового места должна выполняться в соответствии с ГОСТ 14192.

11.5. Транспортная маркировка грузовых мест должна наноситься по трафарету яркой несмываемой краской на видных местах. Маркировка наносится на одной из боковых сторон ящика или неупакованной крупной детали гидротурбины, а на остальных деталях - на ярлык, надежно прикрепленный проволокой по ГОСТ 3282 к изделию на видном месте.

11.6. Оборудование установки, подлежащее окраске после монтажа, должно отправляться Изготовителем на ГЭС в загрунтованном виде.

11.7. Упаковка оборудования должна соответствовать категории упаковки КУ-0, КУ-1 и КУ-2 по ГОСТ 23170 и производиться в соответствии с чертежами, разработанными Изготовителем.

11.8. Перемещение оборудования внутри тары должно быть исключено.

11.9. Ящики, применяемые для упаковки, должны разрабатываться и изготавливаться в соответствии с ГОСТ 10198 (типы ящиков: 1-1, П-1, Ш-1, Ш-2, Ш-3, У-1, У-2, УП-1, УП-3).

11.10. Консервация оборудования должна производиться в соответствии с ГОСТ 9.014 и требованиями чертежей.

11.11. Консервация оборудования должна обеспечивать удаление при монтаже защитных покрытий механическим путем или химическим (с применением растворителей).

11.12. Части, закладываемые в бетон, должны консервироваться со сторон, прилегающих к бетону покрытиями, не требующими их удаления при монтаже.

11.13. Удаление на монтаже консервирующих покрытий должно производиться без применения средств, нарушающих точность сопряжения. Консервирующие покрытия для резьбы должны выбираться такими, чтобы удаление их на монтаже производилось без применения механических средств очистки.

11.14. Каждый ящик с упакованным оборудованием должен сопровождаться упаковочным листом.

12 Требования к транспортированию и хранению

12.1. Размеры всех деталей и сборочных единиц установки с учетом упаковки должны позволять доставку их на место установки _____ транспортом в соответствии с правилами перевозок грузов, действующими на данном виде транспорта.

12.2. Рабочее колесо доставляется от изготовителя на ГЭС _____ (указать способ транспортировки).

12.3. Условия транспортирования и хранения оборудования установки должны соответствовать условиям хранения по ГОСТ 15150.

12.4. Электропанели регулятора, автоматики, запчасти к ним и приборы должны транспортироваться в закрытом транспорте (железнодорожных вагонах, автофургонах), а хранение их должно соответствовать условиям хранения 1(Л) по ГОСТ 15150.

12.5. Транспортная масса каждой детали гидротурбины, кроме рабочего колеса должна быть не более _____ т, транспортная масса рабочего колеса должна быть не более _____ т.

12.6. Способ и условия транспортировки и хранения гидротурбин и их составных частей, а также условия и срок сохраняемости в упаковке и консервации Поставщика, должны быть указаны в технических условиях на гидротурбину.

12.7. Поставщик должен отправлять на ГЭС в собранном, опробованном и законсервированном виде следующие сборочные единицы гидротурбинной установки:

- сервомоторы направляющего аппарата;
- лекажные агрегаты;
- клапаны срыва вакуума и клапаны впуска воздуха для режима СК;
- насосы;
- механическую колонку управления и электропанель;
- аварийный золотник управления.

Конкретные наименования и количество узлов, подлежащих транспортировке в собранном виде, оговариваются в технических условиях - приложении к договору с Поставщиком, в том числе по условиям их транспортировки.

12.8. Детали и узлы гидротурбины на открытом подвижном составе размещаются в пределах установленного габарита погрузки. Их погрузка, транспортирование и крепление должны производиться в соответствии

с правилами перевозок грузов, действующими на соответствующем виде транспорта, и техническим условиям [4].

12.9. Срок действия консервации, способы хранения и переконсервации оборудования у заказчика должны соответствовать требованиям инструкции изготовителя.

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

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

12.12. 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 повреждение 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, их паров и других веществ, разрушающих резину.

12.13 Транспортирование и хранение оборудования гидротурбинной установки должно учитывать климатические условия.

13 Комплектность поставки

13.1. Комплектность поставки гидротурбинной установки определяется в соответствии с приложением Б и уточняется в каждом конкретном случае в техническом задании на поставку. Поставщик должен предусмотреть в объёме поставки всё необходимое для нормальной эксплуатации гидротурбины.

13.2. Гидротурбина поставляется в виде отдельных узлов, а оборудование вспомогательных систем в модульном исполнении. В комплект поставки входит масло для первичной заливки системы регулирования гидротурбины и подшипника гидротурбины на жидкой масляной смазке.

13.3. Поставляемые узлы гидротурбины должны быть максимально приспособлены для проведения укрупнённой сборки на монтажной площадке.

13.4. Шкафы автоматики управления, устройства вспомогательных систем должны поставляться в собранном виде (модули), прошедшими

полный комплекс контроля и испытаний на предприятиях поставщика.

13.5. В состав технической документации, передаваемой заказчику, должны входить следующие документы:

- сборочные чертежи, габаритные чертежи, фундаментные чертежи, чертежи закладных трубопроводов и схемы гидротурбины, регулятора, МНУ и аппаратуры автоматики;

- расчетную многомерную 3D модель лопастей РК (по согласованию с заказчиком) - файл для работы в САД-системах и системах трёхмерного численного моделирования;

- расчет индикатора энергетической эффективности (ИЭЭФ);

- чертежи быстроизнашивающихся (и других часто заменяемых) деталей;

- технические описания гидротурбины, регулятора, МНУ и электропанелей автоматики;

- технические условия на ремонт гидротурбины по СТО РусГидро 02.03.70-2011 с указанием времени проведения первичного ремонта и периодичности текущих и капитальных ремонтов, критериев предельно допустимого технического состояния деталей и узлов турбины, при котором они подлежат ремонту или замене;

- перечень деталей и узлов турбины, имеющих ограничение по сроку работы, по возможности с указанием срока их службы;

- инструкции по монтажу, ремонту, эксплуатации и хранению гидротурбины, регулятора, МНУ;

- карты измерений, выполняемых при контрольных сборках основных сборочных единиц гидротурбины в объеме, предусмотренном Изготовителем;

- карты измерений по ответственным сопряжениям деталей гидротурбины в объеме, предусмотренном Изготовителем.

- паспорт гидротурбинной установки;

- монтажный чертеж;

- схемы аппаратуры автоматики;

- схемы присоединения всех датчиков в клеммном шкафу турбины;

- чертежи вспомогательного оборудования

- чертежи быстроизнашивающихся и других деталей, по согласованию с заказчиком;

- программа приемочных испытаний;

- спецификация материалов для основных деталей турбины;

- номенклатуру и количество запасных частей и материалов для

текущего и капитального ремонта гидротурбинной установки.

- инструкции (технические указания) по сварке, наплавке, окраске, промывке, консервации и т.п.;

- формуляры и протоколы с заводскими данными сборки и испытаний узлов турбины, с результатами настройки системы регулирования и полученными при этом характеристиками;

- перечень деталей и узлов турбины, имеющих ограничение по сроку работы, по возможности с указанием срока их службы;

- технические условия на ремонт оборудования с указанием предельно допустимого технического состояния деталей и узлов турбины, при котором они подлежат ремонту или замене;

- указания по особенностям разборки и сборки сложных и крупных узлов турбины и поставляемого вспомогательного оборудования, включая указания по сборочной маркировке деталей, по маркам сталей, по кантовке и строповке крупногабаритных деталей;

- чертежи и схемы сборки и разборки крупных узлов и деталей;

- перечень технических решений по предотвращению затопления шахты турбины.

Порядок разработки, согласования и утверждения технического задания, технической документации устанавливается с учетом ГОСТ 15 005 и СТО РусГидро 02.03.86-2013.

В процессе производства проектной документации возможно внесение согласованных с заказчиком корректировок и дополнений, обеспечивающих повышение надежности или улучшение эксплуатационных показателей.

Поставщик не может без согласования с заказчиком вносить конструктивные изменения в узлы и детали.

13.6 Конструкторская документация, приведенная в 13.5 должна передаваться заказчику в следующем количестве:

- чертежи и схемы - пять комплектов для первой гидротурбинной установки по одному комплекту с первым местом для каждой последующей;

- паспорт - один экземпляр на каждую гидротурбинную установку;

- формуляр - один экземпляр на каждую установку;

- технические описания, инструкции - по одному экземпляру на каждую гидротурбинную установку, но не менее трех экземпляров на ГЭС;

- карты измерений - по одному экземпляру на каждую гидротурбинную установку. Два экземпляра всей приведенной в 13.5 конструкторской документации, за исключением паспорта и карт измерений, должен передаваться поставщиком генеральному проектировщику ГЭС.

Кроме того, поставщик должен передавать заказчику для монтажной организации:

- два комплекта чертежей и монтажных инструкций, необходимых для монтажа закладных частей, - не позднее, чем за три месяца до срока отгрузки закладных частей первого гидроагрегата на ГЭС;

- два комплекта чертежей и монтажных инструкций, необходимых для монтажа рабочих механизмов, регулятора, МНУ и аппаратуры автоматики - не позднее, чем за три месяца до срока отгрузки соответствующего платежного узла первого агрегата на ГЭС.

Комплектуемое оборудование, материалы, водо-, воздухо- и энергоснабжение, обеспечиваемые заказчиком, определяются отдельным договором.

13.7 В состав оборудования установки поставщик должен включить специальные монтажные приспособления и специальный инструмент для выполнения всех операций по сборке, демонтажу и ремонту оборудования, которые не могут быть выполнены стандартным инструментом и без специальных приспособлений (приложение В). Количество и номенклатура монтажных приспособлений и специального инструмента окончательно устанавливается в каждом конкретном техническом задании.

13.8 Количество и номенклатура запасных частей к гидротурбине, регулятору, МНУ, устанавливаются в соответствии с Приложением Г и уточняется в каждом конкретном техническом задании.

14 Оценка и подтверждение соответствия приобретаемого оборудования требованиям заказчика

14.1 При сдаче-приемке поставляемого оборудования Изготовитель обязан подтвердить соответствие этого оборудования требованиям технического задания заказчика, технической документации поставщика, положениям стандартов, условиям договора (далее - установленным требованиям).

Оценка соответствия осуществляется на основании результатов следующих видов испытаний и технического контроля:

- приемочные лабораторные испытания модели проточной части гидротурбины; *

- контрольная сборка и приемосдаточные испытания отдельных узлов, сборочных единиц и деталей на предприятии-изготовителе в объеме,

согласованном с заказчиком, и с участием его представителя;

- приемосдаточные испытания на ГЭС после окончания монтажа и окончания пусконаладочных работ по утвержденной программе;

- гарантийные испытания после выхода на рабочий режим эксплуатации, но не позже чем через год после сдачи в эксплуатацию.

* П р и м е ч а н и е – Публикация МЭК. Турбины гидравлические, аккумулярующие насосы и турбонасосы. Приемочные испытания на модели. IEC 60193 (1999)

Формой подтверждения соответствия поставляемого оборудования установленным требованиям являются документы, составленные по результатам испытаний и технического контроля, а также документы добровольной, либо обязательной (в установленных законодательством случаях) сертификации.

14.2 Приемочный контроль сборочных единиц и деталей гидротурбинной установки на предприятии-изготовителе должен производиться отделом технического контроля предприятия-изготовителя и представителями заказчика для проверки соответствия качеств сборочных единиц и деталей гидротурбинной установки установленным требованиям.

Приемочный контроль сборочных единиц и деталей на предприятии-изготовителе должен производиться в соответствии с приложением Д. Приемка изготовленного оборудования должна производиться отделом технического контроля, оформляться актами, сертификатами, картами измерений, удостоверяющими его соответствие техническим требованиям, техдокументации и стандартам. Допускается исключение контроля отдельных узлов, если это особо оговорено заказчиком и поставщиком.

14.3 Приемочный контроль правильности монтажа и пусконаладочных работ по гидротурбинной установке проводится заказчиком при авторском надзоре шефперсонала изготовителя. Объем контроля устанавливается инструкцией изготовителя по монтажу установки.

14.4 Приемочные испытания установки на ГЭС после окончания монтажных и пуско-наладочных работ проводятся заказчиком при участии представителей изготовителя. Объем испытаний устанавливается программой и методикой.

14.5 Приемочные испытания включают проверку работы:

- на холостом ходу и под нагрузкой с измерением открытия направляющего аппарата, мощности на шинах генератора, давления в проточной части;

- при сбросах нагрузки с измерением скорости движения направляющего аппарата, приращения частоты вращения ротора, давления в спиральной камере и отсасывающей трубе;

- в режиме синхронного компенсатора с измерением потребляемой мощности на шинах генератора.

На всех режимах производится измерение уровня вибрации, биение вала, частота вращения ротора, давление в спиральной камере, под крышкой турбины и в отсасывающей трубе.

Продолжительность испытаний гидротурбин под нагрузкой должна быть не менее 72 ч.

При контрольных испытаниях должны определяться энергетические (относительным методом)*, вибрационные и другие характеристики установки.

Измерения осуществляются штатными и специальными измерительными средствами. Измерительные приборы должны быть сертифицированы в установленном порядке.

* П р и м е ч а н и е - Энергетические испытания проводятся в соответствии с Публикацией МЭК «Турбины гидравлические, гидроагрегаты ГАЭС и турбонасосы. Полевые приемочные испытания для определения пропускной способности (IEC № 60041, 1991)

14.6 Программа и методика приемочных испытаний составляется изготовителем и согласовывается с заказчиком. До начала испытаний приемочная комиссия оценивает возможность воспроизведения заданных режимов испытаний и, в случае необходимости, вносит изменения в программу и методику испытаний.

14.7 Гидравлические испытания РК на монтажной площадке должны включать в себя испытания на герметичность рабочим давлением, соответствующим давлению столба масла на уровне маслоприемника. Испытания выполняются в объеме, соответствующем инструкции по монтажу. Контрольные (гарантийные) испытания установки проводятся независимой компетентной организацией, привлеченной поставщиком/подрядчиком и согласованной заказчиком (далее – эксперт), в течение первого года гарантийного срока эксплуатации установки, абсолютным/ индексным методом в соответствии с ГОСТ 28842. Испытания проводятся экспертом с участием представителей заказчика и изготовителя (поставщика/подрядчика).

14.8 Эксперт разрабатывает программу и методику проведения испытаний и согласовывает их с генпроектировщиком, изготовителем (поставщиком / подрядчиком) и заказчиком.

14.9 В случае, если в результате проведения контрольных (гарантийных) испытаний зафиксировано недостижение каким-либо из измеренных показателей соответствующего гарантированного показателя более чем на 3%, заказчик имеет право потребовать, а изготовитель поставщик / подрядчик) обязан принять все достаточные меры (включая, при необходимости, полную замену и повторный монтаж оборудования) по достижению установленных гарантированных показателей.

14.10 Установка считается принятой от изготовителя в промышленную эксплуатацию после утверждения заказчиком акта приемки установки, составленного приемочной комиссией на основании протокола испытаний. Во время приемочных испытаний все механизмы должны безотказно отработать в течение 72 ч. Приемка в промышленную эксплуатацию не означает выполнение изготовителем (поставщиком/подрядчиком) установленных соответствующим договором требований по достижению гарантированных показателей.

15 Гарантии изготовителя (поставщика/подрядчика)

15.1 Поставщик¹ гарантирует соответствие гидротурбинной установки техническому заданию (техническим требованиям) заказчика.

15.2 Поставщик гарантирует основные параметры при характерных напорах в соответствии с таблицей Е.1 (Приложение Е).

15.3 Гарантийный срок эксплуатации гидротурбинной установки (в том числе, результата работ, выполненных в отношении гидротурбинной установки) - 3 года со дня ввода в эксплуатацию, но не более 4,5 лет со дня подписания заказчиком документа, свидетельствующего по условиям соответствующего договора о выполнении поставщиком поставки последней по очередности партии оборудования данной установки.

15.4 Установленный Стандартом гарантийный срок может быть увеличен соглашением сторон.

15.5 В течение гарантийного срока поставщик обязуется обеспечить технический надзор за производством ремонтов, выполняемых в соответствии с конструкторской документацией поставщика, без дополнительной оплаты.

15.6 Гарантии распространяются на все детали и узлы,

¹ Здесь и далее по тексту пункта 15 Стандарта: указание на поставщика означает указание на подрядчика в случае если в объем обязательств по договору помимо изготовления и поставки гидротурбинной установки заказчику входит выполнение строительно-монтажных работ в ее отношении.

обеспечивающие эксплуатацию турбины. Гарантийный срок на отдельные комплектующие изделия и составные части может быть увеличен соглашением сторон в конкретном техническом задании.

15.7 Поставщик обязуется производить в течение гарантийного периода эксплуатации устранение всех неисправностей, возникших по причинам, относящимся к нему, своими силами (или силами привлеченных третьих лиц, согласованных заказчиком) и за свой счет, или компенсировать заказчику затраты по выполнению таких работ при сохранении в полном объеме всех гарантийных обязательств, предусмотренных условиями соответствующего договора. Возможность устранения дефектов заказчиком и последовательность применения различных способов устранения дефектов, указанных в настоящем пункте, должны определяться условиями соответствующего договора.

15.8 Гарантийный период эксплуатации увеличивается на время простоя гидроагрегата по причине необходимости устранения дефекта. Данный период простоя гидроагрегата исчисляется до даты его повторного ввода в эксплуатацию по итогам успешного устранения дефекта.

15.9 Комплект запасных частей по нормативам завода-изготовителя, а также, комплект монтажных приспособлений, необходимых для выполнения строительно-монтажных работ и ввода в эксплуатацию гидроагрегата, входят в объем поставки по соответствующему договору (поставляются вместе с гидротурбинной установкой). Поставщик гарантирует дополнительную поставку запасных частей и материалов по заявкам заказчика, оформленным отдельными соглашениями и за отдельную плату, в течение всего периода эксплуатации оборудования.

Приложение А
(обязательное)

Номенклатура основных параметров гидротурбинной установки

Т а б л и ц а А.1

Наименование параметров	Параметры
Тип гидротурбинной установки, (нужное указать)	Осевая поворотно-лопастная Осевая пропеллерная Диагональная поворотно-лопастная Радиально-осевая Насос-турбина
диаметр рабочего колеса, м (не более)	
ПЛ-гидротурбина	11,5*
диагональная ПЛ-гидротурбина	6,0*
РО-гидротурбина	9,0*
частота вращения, 1/мин:	
номинальная	_____
направление вращения гидротурбины, если смотреть со стороны генератора	_____
расчетный расход воды, проходящей через гидротурбину, м ³ /с	_____
масса гидротурбины (не более)	_____
масса вращающихся частей, т	_____
масса рабочего колеса (не более), т	_____
Напоры нетто, м:	
максимальный Н макс (не более)	
ПЛ гидротурбина	80,0*
диагональная ПЛ-гидротурбина	140,0*
РО-гидротурбина	660,0*
средневзвешенный Н _{ср.взв.} по выработке	_____
расчетный по мощности Н _{р.}	_____
минимальный Н _{мин} при НПУ и пропуске паводка	_____
пусковой Н _{пуск}	_____

Продолжение таблицы А.1

Мощность гидротурбины, МВт:	_____
номинальная при H_p	_____
максимальная при H_{\max} . (не менее)	
ПЛ-гидротурбина	400*
диагональная ПЛ-гидротурбина	250*
РО-гидротурбина	1000*
при H_{\min}	_____
при $H_{\text{пуск}}$	_____
Высота отсасывания H_s при H_{\min} , м	_____
Отметка средней линии направляющего аппарата для РО-гидротурбины, м	_____
Отметка оси поворота лопастей рабочего колеса для ПЛ-гидротурбины, м	_____
КПД гидротурбины, %, не менее:	_____
максимальный модельной гидротурбины:	
ПЛ-гидротурбина	90,8-92,3*
диагональная ПЛ-гидротурбина	91,0-92,5*
РО-гидротурбина, при напорах:	
до 310 м	92,0-93,5*
более 310 м	91,0-93,0*
максимальный натурной гидротурбины:	
ПЛ-гидротурбина	93,5-95,0*
диагональная ПЛ-гидротурбина	94,0-95,3*
РО-гидротурбина, при напорах:	
до 310 м	94,5-96,3*
более 310 м	94,3-96,0*
при H_p не менее	_____
средневзвешенный	_____
Максимальное повышение давления в спиральной камере турбины на уровне средней линии направляющего аппарата, МПа	
при сбросе 100% нагрузки не более	уточняется Изготовителем гидротурбины
то же с учетом сейсмичности не более	- * -
Вакуум под рабочим колесом не более, МПа	
при сбросе 100% нагрузки	- * -
тоже с учетом сейсмичности	- * -
Максимальное относительное повышение частоты вращения ротора агрегата, не более:	
при сбросе 100% нагрузки	- * -

Продолжение таблицы А.1

Осевое усилие на подпятник от давления воды и массы вращающихся частей гидротурбины, тс, не более	уточняется Изготовителем гидротурбины и согласовывается с Изготовителем генератора
от массы ротора гидротурбины	_____
от давления воды в номинальном режиме	_____
от давления воды в момент трогания	_____
максимальное осевое усилие	_____
Направляющий аппарат	_____
высота направляющего аппарата	_____
диаметр осей поворота лопаток	_____
отметка средней линии	_____
Спиральная камера	_____
тип сечения	_____
материал	_____
угол охвата камеры в плане, град.	_____
расстояние от оси гидротурбины до оси водовода, м	_____
габариты спиральной камеры в плане, м	_____
Отсасывающая труба	_____
тип	_____
высота, м	_____
ширина, м	_____
длина, м	_____
Работа в режиме СК предусматривается	да/нет
давление сжатого воздуха в воздухоотборниках для режима СК, МПа	_____
давление воздуха в камере РК при максимальном уровне нижнего бьефа, МПа	_____
Потребляемая гидротурбиной мощность при работе в режиме СК не более, МВт.	_____
Суммарные потери воздуха в камере рабочего колеса после отжатия не более, м ³ /мин;	_____
Суммарное количество переводов из генераторного режима в режим СК и обратно в течение года допускается не менее	_____
Допускается в течение года:	до _____
Пусков-остановов	_____
Суммарное количество переходных процессов в год не должно превышать	до _____
Величина кавитационного износа деталей РК за согласованный контрольный срок эксплуатации не должна превышать, кг.**	_____

Окончание таблицы А.1

*ГОСТ 26945-86. Турбины гидравлические вертикальные. Общие технические требования

** Примечание. Величина кавитационного износа определяется в соответствии с публикацией МЭК № 60609-1 (2004)

Стандарт не ограничивает улучшение приведенных в таблицах показателей.

П р и м е ч а н и е – при выдаче технических условий на поставку рабочих колес гидротурбин, предназначенных для временной работы пусковых комплексов на пониженных напорах, требования к ним по износостойкости, материалоемкости и КПД могут быть снижены при соответствующем проектном обосновании.

		<p>Аппарат направляющий: крышка гидротурбины кольцо нижнее кольцо верхнее * лопатки направляющие кольцо регулирующее * детали механизма поворота лопаток Опора подпятника * Сервомотор Подшипник направляющий: подшипник фильтр и арматура для смазывающей воды * маслоохладитель* Уплотнение вала Ремонтное уплотнение вала Маслоприемник Штанги Агрегат лекажный Золотник аварийный с электрогидравлическим управлением Клапан срыва вакуума *</p> <p>Трубопроводы водоснабжения и воздухоснабжения: трубопроводы водяные: трубопроводы воздушные насос дренажный (рабочий и резервный) с электроприводом* эжектор Трубопроводы системы регулирования Связи обратные Установка щитов измерительных приборов Площадки и лестницы в шахте гидротурбины Площадки и лестницы к маслоприемнику * Установка монорельса (кран-балки) в шахте гидротурбины Документация эксплуатационная на гидротурбину Комплект основных монтажных приспособлений Перекрытия ремонтные под рабочим колесом Комплект запасных частей к гидротурбине</p>	<p>Трубопроводы поставляются с арматурой и присоедини- тельными детальями (фланцами, штуцерами и т.п.)</p>
--	--	---	--

Продолжение таблицы Б.1

		Для РО-гидротурбин	
Гидротурбина	Части закладные	<p>Облицовки:</p> <p>Облицовки:</p> <p>конуса отсасывающей трубы</p> <p>тора отсасывающей трубы</p> <p>Облицовка шахты гидротурбины:</p> <p>облицовка шахты</p> <p>облицовка шахт сервомоторов</p> <p>Трубопроводы закладные</p> <p>Трубопроводы закладные для натуральных испытаний</p> <p>Статор гидротурбины</p> <p>Части фундаментные</p> <p>Камера рабочего колеса</p> <p>Камера спиральная металлическая</p> <p>Части закладные холостого выпуска</p> <p>Установка клапанов слива:</p> <p>клапан с приводом для опорожнения отсасывающей трубы</p> <p>клапан с приводом для опорожнения спиральной камеры *</p> <p>Приспособления монтажные для закладных частей</p> <p>Электроды специальные *</p> <p>Документация эксплуатационная на закладные части</p>	<p>Облицовки поставляются с анкерами</p> <p>Трубопроводы поставляются с арматурой и присоединительными деталями (фланцами, штуцерами и т.п.)</p>
	Механизмы рабочие	<p>Колесо рабочее:</p> <p>колесо</p> <p>кольца лабиринтных уплотнений</p> <p>Вал гидротурбины:</p> <p>вал</p> <p>крепеж фланцевых соединений</p> <p>Аппарат направляющий:</p> <p>кольцо нижнее</p> <p>крышка гидротурбины</p> <p>лопатки направляющие</p> <p>кольцо регулирующее *</p> <p>детали механизма поворота лопаток</p> <p>опора подпятника *</p> <p>Сервомотор</p>	

Продолжение таблицы Б.1

	<p>Регулятор</p> <p>Установка маслonaпорная с аппаратурой автоматики МНУ</p>	<p>Подшипник направляющий: подшипник фильтр и арматура для смазывающей воды * маслоохладитель *</p> <p>Уплотнение вала Ремонтное уплотнение вала Агрегат лекажный Золотник аварийный с электрогидравлическим управлением Клапан срыва вакуума *</p> <p>Трубопроводы водоснабжения и воздухообеспечения: трубопроводы водяные трубопроводы воздушные эжектор * насос дренажный (рабочий и резервный) с электроприводом * Трубопроводы системы регулирования Связи обратные Установка щитов измерительных приборов Площадки и лестницы в шахте гидротурбины Установка монорельса (кран-балки) в шахте гидротурбины Выпуск холостой * Документация эксплуатационная на гидротурбину Комплект основных монтажных приспособлений Перекрытия ремонтные под рабочим колесом Комплект запасных частей к гидротурбине</p> <p>Колонка управления Панель электрооборудования Механизм обратных связей Командоаппарат Комплект запасных частей к регулятору</p> <p>Установка маслonaпорная Комплект запасных частей к МНУ Аппаратура автоматики МНУ (в том числе электропанель типа _____) Комплект запасных частей к аппаратуре автоматики МНУ Установка маслоохладительная * Комплект запасных частей к маслоохладительной установке *</p>		<p>Трубопроводы поставляются с арматурой и присоединительными деталями (фланцами, штуцерами и т.п.)</p>
--	--	--	--	---

		Комплект запасных частей к гидротурбине Документация эксплуатационная на гидротурбину		
Система автоматического управления гидротурбиной	Регулятор	Колонка управления Панель электрооборудования Механизм обратных связей Командоаппарат		
	Установка маслонапорная с аппаратурой автоматки МНУ	Комплект запасных частей к регулятору Установка маслонапорная Комплект запасных частей к МНУ Аппаратура автоматки МНУ (в том числе электропанель типа _____) Комплект запасных частей к аппаратуре автоматки МНУ Установка маслоохладительная * Комплект запасных частей к маслоохладительной установке *		
	Аппаратура автоматки гидротурбины	Электропанель типа _____ * Комплект устройств автоматки Комплект узлов электропроводки Реле частоты вращения Комплект запасных частей к аппаратуре автоматки гидротурбины Документация эксплуатационная на регулятор, МНУ и аппаратуру автоматки гидротурбины		В случае поставки реле как отдельного изделия
Средства измерения и контроля состояния гидротурбины	Состав средств измерения и контроля определяется разработчиком гидротурбины. Интерфейсы согласовываются дополнительно с генпроектировщиком Документация эксплуатационная на средства измерения и контроля состояния гидротурбины		Характеристики согласовываются с исполнителем САУГА	

Примечание: * поставляется при необходимости

Приложение В (рекомендуемое)
Перечень приспособлений, инструмента и принадлежностей для монтажа гидротурбины

Т а б л и ц а В.1

Наименование узла и детали	Кол-во в одном комплекте	Примечание
<p>Приспособления для монтажа направляющего аппарата Приспособления монтажные для вала и штанг Приспособления для сборки рабочего колеса Приспособление для гидроиспытаний РК Приспособления для подъема рабочего колеса и вала Приспособления для сборки и контроля за сборкой закладных частей турбины: статора, СК, КПК, КОТ, ОТ, торовой части ОТ. Устройство для сбалчивания фланцевых соединений вала Ключи специальные и грузовые приспособления Инструмент специальный Гибкий шланг для слива масла из рабочего колеса Сборно-разборные леса из легких сплавов и подмости под рабочие колеса турбин. Два монорельса с электротельферами в шахте турбины для ремонта деталей направляющего аппарата и его сервомоторов. Подъемно-транспортные и другие средства механизации ремонта направляющего подшипника гидротурбины. Приспособления для разбалчивания крупного крепежа и его затяжки с контролируемым усилием. Гайковерт Приспособление для сборки и разборки штанг вала. Инструмент для измерения диаметра вала турбины размером свыше 0,6 м с точностью измерения 0,01 мм. Прибор или устройство для измерения напряжения затяжки крупного крепежа. Щупы наборные с длиной пластин до 0,6 м общей толщиной набора до 40 мм с разрешающей способностью измерения до 0,05 мм. Приспособление и прибор с бесконтактными датчиками для проверки центровки и выверки линии валов гидроагрегата. Приспособление для проверки угла установки лопастей поворотнолопастных и диагональных гидротурбин. Приспособление для запрессовки и выпрессовки соединительных болтов фланцев валов и рабочего колеса, устанавливаемых в отверстие из-под развертки. Приспособления и средства механизации ремонта устройств автоматического управления и маслonaпорных установок затворов и вспомогательного оборудования. Приспособление для снятия рычагов и накладок направляющих лопаток на базе гидравлического домкрата. Приспособление для проверки качания вала турбины при замере зазоров в турбинном направляющем подшипнике. Лекала лопастей для восстановления профиля при последующих ремонтах</p>		

Приложение Г (рекомендуемое). Перечень запасных частей к гидротурбине

Т а б л и ц а Г.1

Наименование узлов и деталей	Единица	Количество поставляемых запасных частей в целом на ГЭС при количестве гидроагрегатов						Примечание
		до 4	от 5 до 6	от 9 до 12	от 13 до 16	от 17 до 20	Более 20	
Рабочее колесо поворотнлопастной гидротурбины								
Резиновые уплотняющие манжеты цапф лопастей	Комплект на одно рабочее колесо	3	4	5	6	6	6	При количестве агрегатов меньше четырех поставка запасных частей производится по количеству агрегатов.
Рабочее колесо радиально-осевой гидротурбины								
Уплотнение верхнего и нижнего ободов (подвижное и неподвижное кольцо)	То же	1	2	2	2	3	3	Только для ГЭС с высоким содержанием взвешенных частиц в воде; при изготовлении колец из нержавеющей стали уплотнение не поставляется
Резиновый шнур	Комплект на одну турбину	0,5	1	1,5	2	2,5	3	
Срезной (разрывной) палец	Комплект на одну турбину	0,5	1	1,5	2	2,5	3	
Втулки цапф лопаток направляющего аппарата	То же	1	1	1	2	2	2	
Уплотнительные манжеты	То же	1	1	2	2	2	3	
Пружина клапан срыва вакуума	штуки	1	1	1	1	2	2	
Втулки системы кинематики	Комплект на одну турбину	1	1	2	2	2	3	

Продолжение таблицы Г.1

Рукава высокого давления	Комплект на одну турбину	0,5	0,5	0,5	1	1	1	Для ГЭС с централизованной смазкой подшипников направляющего аппарата
Крышка гидротурбины								
Дренажный насос в комплекте с электродвигателем	То же	1	1	1	2	2	2	Для ГЭС, где дренаж осуществляется при помощи насосов
Комплект сегментов подвижного и неподвижного уплотнительных колец с крепежными элементами	1 комплект на одну турбину							Для уплотнения вала торцевого типа.
Сервомотор направляющего аппарата								
Уплотнительные манжеты	Комплект на один сервомотор	1	1	1	1	1	1	
Маслоприемник								
Бронзовые втулки	Комплект на одну турбину	1	1	2	2	2	3	При установке горизонтальных агрегатов число комплектов увеличивается в 2 раза
Направляющий подшипник турбины								
Резиновый вкладыш	То же	1	1	1	2	2	2	
Комплект сегментов для турбинного подшипника		1	1	1	2	2	2	
Реле контроля струи воды на смазку подшипника	штуки	1	1	1	2	2	2	
Изоляция сегментов подшипников	Комплект на одну турбину	1	1	1	1	1	1	
Исполнитель в сборе	Комплект на один регулятор	1	1	1	1	2	2	

Катушка исполнительная	Комплект на один регулятор	1	1	1	1	2	2	
Комплект золотников (тело и букса), в том числе: вспомогательный сервомотор главного золотника	То же	1	1	1	2	2	2	
Букса и игла побудительного золотника	То же	1	1	1	2	2	2	
Сдвоенный фильтр в сборе	То же	1	1	1	2	2	2	
Канат 0,66-Н-В длиной 25 м (ГОСТ 3062-80)	Штуки	1	1	1	2	2	2	
Электродвигатель постоянного тока (25 Вт, 500 об/мин, 220 В)		1	1	1	2	2	2	
Балансный прибор микроамперметр постоянного тока на 250 мкА с двусторонней шкалой (по специальному заказу)	То же	1	1	1	2	2	2	
Осветительная лампа	То же	1	1	1	2	2	2	
Микропереключатель	То же	1	1	2	3	4	4	
Электромагнит МП-101, 220 В, 40%, ПВ ГТД 953.004.4	То же	1	1	1	2	2	2	
Манжеты, сетка фильтра	Комплект на один регулятор	1	1	1	2	2	2	
Сигнальная лампа	Штуки	1	1	1	2	2	2	
Уплотнение вала турбины								

Запасной запорный шланг	Штуки	4	6	7	8	8	8	
Резиновое кольцо	Комплект на одну турбину	4*	6	7	8	8	8	
Маслонапорная установка								
Насос МВН в комплекте с электродвигателем при установке двух насосов	Комплект на одну МНУ	1	1	1	1	2	2	
То же при установке трех насосов: основной насос в комплекте с электродвигателем; вспомогательный насос в комплекте с электродвигателем	То же То же	1 1	1 1	1 1	1 1	2 2	2 2	
Резиновые кольца к муфте	То же	1	1	1	2	2	3	
Пружины к клапанам (обратному, предохранительному, перепускному)	То же	1	1	2	2	3	3	
Лекажный насос в комплекте с электродвигателем	То же	1	1	1	2	2	2	
Реле давления	Штуки	1	1	1	1	1	1	
Электрические выключатели каждого типа	Штуки	1	1	1	1	1	1	
Стеклянные трубки указателя уровня	Штуки	2	4	4	6	6	8	
Уплотнительные резиновые кольца	Комплект на одну МНУ	1	1	1	1	1	1	

* При количестве агрегатов меньше четырех поставка запасных частей производится по количеству агрегатов.

Приложение Д (рекомендуемое) Типовой перечень сборочных единиц гидротурбинной и насос-турбинной установок, проходящих приемочный контроль на заводах-изготовителях

Т а б л и ц а Д.1

Наименование узла	Объем проверки, контрольной сборки и испытаний
ЗАКЛАДНЫЕ ЧАСТИ	
Облицовки конуса отсасывающей трубы и камеры спиральной бетонной	Контроль геометрических размеров и формы секторов для всех установок
Статор:	
с механической обработкой	Сборка для всех установок с контролем геометрических размеров
без механической обработки, свариваемый на монтаже	Сборка для всех установок с контролем геометрических размеров и подгонкой сопрягаемых кромок
для горизонтальных установок	Сборка внутреннего пояса в кольцо, сборка сегментов наружного и внутреннего поясов с проходной колонной для всех установок с контролем геометрических размеров
Фундаментное кольцо с механической обработкой	Сборка для всех установок с проверкой геометрических размеров
Камера спиральная металлическая:	
отправляемая на монтаж звеньями	Контроль геометрических размеров, форм обечаек и звеньев на плите для всех установок
свариваемая на заводе	Сборка и гидравлические испытания для всех установок
Камера рабочего колеса:	
с механической обработкой	Сборка с контролем геометрических размеров на стенде для всех установок
без механической обработки, свариваемая на монтаже для рабочих колес с диаметром более 7м	Контроль геометрических размеров и формы секторов на разметочной плите для всех установок
Облицовка шахты с проходом, шахта сервомотора	Контроль геометрических размеров, формы секторов на разметочной плите для всех установок
Капсула с механической обработкой	Сборка с контролем геометрических размеров для всех установок
МЕХАНИЗМЫ РАБОЧИЕ	
Колесо рабочее:	

поворотнолопастное	Контрольная сборка с контролем геометрических размеров и контроль профиля каждой лопасти; гидравлические испытания совместно с уплотнениями фланца лопастей, статическая балансировка, контроль углов установки лопастей для всех колес
радиально-осевое	Контроль геометрических размеров и контроль параметров проточной части; Статическая балансировка для всех колес. Спаривание с валом или обработка отверстий по кондуктору
Вал	Контроль геометрических размеров. Контроль отверстий во фланцах вала и фланцах, сопрягаемых с валом деталей генератора, по точным зеркальным кондукторам, а также проверка вала на биение для всех валов. В случае невозможности применения точных зеркальных кондукторов, производится совместная обработка отверстий под припасованные болты, или применяются другие типы фланцевых соединений, не требующие совместной обработки.
Направляющий аппарат	
поворотнo-лопастной и радиально-осевой гидротурбин вертикальных установок	Контрольная сборка и стендовые испытания с сервомоторами (без сервомоторов — при установке их в шахтах) — для первой турбины каждой ГЭС. Для остальных установок: - контрольная сборка нижнего кольца и верхнего кольца (крышки установки) на фиксирующих штырях с проверкой соосности отверстий под подшипники лопаток по калибрам; - поузловая сборка: крышки с опорой подпятника, регулирующим кольцом и сервомоторами
поворотнo-лопастной горизонтальной установки	Контрольная сборка и стендовые испытания с регулирующим кольцом для первой турбины. Для остальных установок: контрольная сборка с проверкой зазоров по торцам лопаток и по кромкам касания. Позуловая сборка подшипников лопаток с наружным и внутренним кольцами. Проверка геометрических размеров деталей
Продолжение таблицы Д.1	
Сервомотор	Сборка и стендовые испытания. Поставка в запломбированном виде для всех установок

Направляющий подшипник	
с баббитовыми сегментами на масляной смазке	Пришабровка сегментов по валу или специальному приспособлению. Контрольная сборка и проверка геометрических размеров для всех установок. Гидравлические испытания маслоохладителей для всех установок
с обрешиненными (антифрикционными) сегментами на водяной смазке	Проверка сегментов по валу или специальному приспособлению для всех установок. Контрольная сборка и проверка геометрических размеров для всех установок
Уплотнение вала	
углеграфитовое	Контрольная сборка для всех установок
резиновое	Контрольная сборка для всех установок
Ремонтное уплотнение вала	Испытание воздухом шлангов на герметичность для всех установок
Маслоприемник	Контрольная сборка и гидравлические испытания со штангами для всех установок
Штанги	Контрольная сборка и гидравлические испытания со штангами для всех установок
Золотник аварийный с электрогидравлическим управлением	Сборка и стендовые испытания составных узлов для всех установок
Водоприемник	Сборка и гидроиспытания для всех установок
ВСПОМОГАТЕЛЬНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ	
Клапан срыва вакуума	Сборка и испытание для всех установок
Лекажный агрегат	Сборка и испытание насоса и клапана, общая сборка на баке и отправка в собранном виде для всех установок -
Кран-балка или монорельс	Сборка и испытание для всех установок
Площадки и лестницы	Контроль геометрических размеров деталей и проверка комплектности для всех установок
Клапан опорожнения отсасывающей трубы, клапан опорожнения спиральной камеры	Сборка и испытания составных узлов для всех установок
Холостой выпуск	Сборка и испытание на стенде для всех установок
Насос дренажный с электродвигателем	Входной контроль для всех установок
Эжектор дренажный	Сборка и контроль геометрических размеров
Щиты измерительных приборов	Сборка и испытания; поставка в собранном виде для всех установок
Клапаны, фильтры и арматура водяных и воздушных трубопроводов	Входной контроль для покупных изделий
МОНТАЖНЫЕ ПРИСПОСОБЛЕНИЯ	

Грузоподъемные приспособления, домкраты, ремонтное перекрытие	Сборка и испытание под нагрузкой всех грузоподъемных приспособлений. Сборка и испытание домкратов. Поузловая сборка приспособлений для монтажа. Проверка геометрических размеров и комплектности инструмента и ключей для всех установок. Испытание элементов ремонтного перекрытия.
Устройство для сбалчивания фланцевых соединений	Пouzловая сборка и испытание узлов гайковерта, распределителя и сервомотора. Общая сборка этих узлов и испытание
Пневматическая машинка для установки резиновых уплотнительных шнуров	Сборка, испытание и отправка в опломбированном виде
Приспособление для измерения камеры рабочего колеса	Пouzловая сборка
СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ	
Регулятор	
Командоаппарат; электрогидравлический преобразователь; главный золотник; механизмы с электромагнитами	Общая сборка и стендовые испытания каждого узла в отдельности для всех регуляторов
Колонка управления	Общая сборка, стендовые испытания и отправка в собранном виде для всех установок. МГП поставляется в опломбированном виде.
Панель электрооборудования	Входной контроль всех панелей
Регулятор в сборе с панелью	Стендовые испытания для всех установок
Установка маслонапорная	
насосы, клапаны и регулятор уровня	Сборка и стендовые испытания каждого узла в отдельности для всех МНУ
бак и трубопроводы	Испытание на прочность и плотность для всех МНУ
Маслонасосный агрегат	Контрольная сборка для всех МНУ (поставляется в собранном виде для габаритных размеров и в разобранном для негабаритных по условиям транспортировки)
Сосуд гидроаккумулятора	
узлы и детали гидроаккумулятора, предохранительные клапаны	Пouzловая сборка, проверка геометрических размеров и комплектности; испытания. Поставляется россыпью для всех МНУ
электропанель автоматики МНУ	Входной контроль каждой панели
устройство автоматики МНУ	Входной контроль комплектующих изделий для всех установок
маслоохладитель МНУ (покупные)	Входной контроль, проверка комплектности для всех установок
Аппаратура автоматики гидротурбины	
электропанель автоматики гидротурбины	Входной контроль каждой панели
устройства автоматики гидротурбины	Входной контроль комплектующих изделий

сервомоторы	Сборка и испытания для всех затворов. Поставляются в опломбированном виде
колонка управления	общая сборка и испытание для всех турбин (отправляется в собранном виде)
гидрозатвор	Общая сборка и испытания для всех затворов
Гидроклапаны, байпас и уплотнения	общая сборка и испытания для всех затворов
Патрубки входные (выходные), компенсаторы	Гидравлические испытания для всех затворов

* П р и м е ч а н и е. Настоящий перечень не распространяется на оборудование унифицированных гидротурбин для малых ГЭС, которые проходят полный приемочный контроль на заводах изготовителях. Полный перечень сборочных единиц гидротурбинной и насос-турбинной установок, проходящих приемочный контроль на заводах-изготовителях, уточняется в конкретном техническом задании.

Приложение Е
(обязательное)

Основные параметры гидротурбинной установки при характерных напорах

Т а б л и ц а Е.1

Мощность в % от номинальной	Напор максимальный			Напор средневзвешенный		
	Мощность, МВт	КПД, %	Н _с , м	Мощность, МВт	КПД, %	Н _с , м
100						
90						
80						
70						
60						
50						
Мощность в % от номинальной	Напор расчетный по мощности			Напор минимальный		
	Мощность, МВт	КПД, %	Н _с , м	Мощность, МВт	КПД, %	Н _с , м
100						
90						
80						
70						
60						
50						
Мощность в % от номинальной	Напор пусковой					
	Мощность, МВт	КПД, %	Н _с , м			
100						
90						
80						
70						
60						
50						

Библиография

- [1] Правила устройства электроустановок ПУЭ, Издание 7.
- [2] ПОТ Р М-016-2001. РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые Правила по охране труда (Правила безопасности) при эксплуатации электроустановок" (утв. Постановлением Минтруда РФ от 05.01.2001 № 3, Приказом Минэнерго РФ от 27.12.2000 № 163)
- [3] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы.
- [4] Технические условия погрузки и крепления грузов. Изданы в соответствии с Уставом железных дорог Союза ССР (с изменениями и дополнениями по состоянию на 1 января 1988 г.).
- [5] ТР ТС 032/2013 Технический регламент Таможенного союза «О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением»
- [6] Технические условия на монтаж гидроагрегатов, утвержденные решением ГПТУ по строительству Министерства энергетики и электрификации от 30.04.1974 № 117.
- [7] СО 153-34.20.501-2003 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. Российской Федерации
- [8] ОСТ 34 38.968-91 Турбины гидравлические. Ремонтпригодность. Общие требования

УДК _____

ОКС _____

 Код продукции

Ключевые слова: гидротурбинная установка, гидротурбина, система регулирования, условия поставки, нормы, требования

Ключевые слова: гидротурбинные установки, условия поставки, нормы, требования.

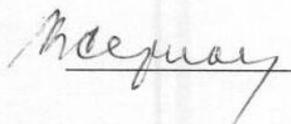
**Руководитель организации-разработчика
НП «Гидроэнергетика России»**

Исполнительный директор



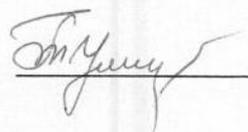
Р.М. Хазиахметов

Руководитель разработки,
главный эксперт
по технической политике, к.т.н.



В.С. Серков

Исполнитель,
ведущий эксперт
по координации НИОКР



Т.П. Усталова