



**АССОЦИАЦИЯ
«ГИДРОЭНЕРГЕТИКА РОССИИ»**

**ГИДРОГЕНЕРАТОРЫ. ОБЩИЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ
УСЛОВИЯ НА КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ.
НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ**

СТО 02-01-2021

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

Москва 2021

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом Российской Федерации от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения стандартов организаций – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Ассоциацией «Гидроэнергетика России»

2 ВНЕСЕН Рабочей группой Ассоциации «Гидроэнергетика России»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ приказом Ассоциации «Гидроэнергетика России» от 22.12.2021 № 27

4 ВЗАМЕН СТО РусГидро 02.03.69-2011 «Гидрогенераторы. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования»

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

Содержание

- [1 Область применения](#)
- [2 Нормативные ссылки](#)
- [3 Термины, определения, сокращения](#)
- [4 Общие технические требования](#)
 - 4.1 Общие положения
 - 4.2 Требования к метрологическому обеспечению ремонта гидрогенераторов
 - 4.3 Требования к маркировке составных частей гидрогенераторов при ремонте
 - 4.4 Требования к работам, производящимся при разборке гидрогенератора
 - 4.5 Требования к крепёжным деталям, используемым в соединениях узлов (деталей) гидрогенераторов
 - 4.6 Требования к уплотняющим деталям, используемым при ремонте гидрогенераторов.
 - 4.7 Требования к электрическим контактными соединениям при проведении ремонта гидрогенераторов
 - 4.8 Требования к материалам и запасным частям, применяемым при ремонте гидрогенераторов
- [5 Требования к составным частям гидрогенераторов при проведении ремонта](#)
 - 5.1 Статор главного гидрогенератора
 - 5.2 Обмотка статора и детали ее крепления. Соединительные и выводные шины
 - 5.3 Ротор главного гидрогенератора
 - 5.4 Токоподвод, щеточно–контактный аппарат
 - 5.5 Подпятник гидрогенератора
 - 5.6 Направляющий подшипник вала ротора гидрогенератора
 - 5.7 Крестовины и перекрытия
 - 5.8 Косвенное охлаждение. Воздухоохладители
 - 5.9 Система торможения
 - 5.10 Генератор регуляторный
 - 5.11 Система теплового контроля
- [6 Требования к сборке и отремонтированному гидрогенератору](#)
- [7 Испытания и показатели качества отремонтированных гидрогенераторов](#)
 - 7.1 Методы проведения эксплуатационных испытаний
 - 7.2 Методика сравнения показателей качества отремонтированных гидрогенераторов
 - 7.3 Нормативные значения показателей качества гидрогенераторов
- [8 Требования к оформлению технической документации по ремонту](#)
- [9 Требования к обеспечению безопасности](#)
- [10 Гарантии организации-исполнителя ремонта](#)
- [Приложение А \(рекомендуемое\). Средства измерений и технического контроля](#)
- [Приложение Б \(рекомендуемое\). Примерный перечень технической документации по капитальному ремонту генератора со вспомогательным оборудованием по узлам установки](#)
- [Библиография](#)

Введение

Стандарт организации СТО Ассоциации «Гидроэнергетика России» «Гидрогенераторы. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования» (далее – Стандарт) разработан в соответствии с требованиями Федерального закона Российской Федерации от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

Стандарт является нормативным документом для членов Ассоциации «Гидроэнергетика России» после утверждения его в установленном порядке в качестве нормативного документа организации, устанавливающего общие технические требования, выполнение которых необходимо в процессах капитального ремонта гидрогенераторов, установленных на гидроэлектростанциях.

Настоящий Стандарт регулирует технические требования к процессу капитального ремонта гидрогенераторов, направленные на обеспечение промышленной и экологической безопасности, на повышение качества ремонта и надежности эксплуатации гидрогенераторов.

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 нормы законодательных актов и требования нормативных правовых актов Федеральных органов управления, уполномоченных в области безопасности объектов гидроэнергетики, действовавшие в период его разработки.

Применение настоящего Стандарта позволит обеспечить выполнение обязательных требований, установленных законодательством Российской Федерации в области безопасной эксплуатации основного оборудования гидроэлектростанций.

Стандарт организации Ассоциации «Гидроэнергетика России»

Гидрогенераторы. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования

Дата введения 10.01.2022

1 Область применения

1.1 Настоящий Стандарт является нормативным документом Ассоциации «Гидроэнергетика России» и устанавливает единые общие технические требования к процессу капитального ремонта гидрогенераторов, направленные на обеспечение промышленной и экологической безопасности, повышение качества ремонта и повышение надежности эксплуатации.

1.2 Настоящий Стандарт устанавливает технические требования к составу работ, к контролю выполнения работ и к оценке качества ремонта гидрогенераторов. Стандарт распространяется на процесс капитального ремонта гидрогенераторов всех типов при проведении ремонта на оборудовании, установленном на постоянных фундаментах гидроэлектростанций, так и при съёме оборудования с постоянных фундаментов (при расширенном капитальном ремонте гидрогенераторов).

1.3 Стандарт предназначен для применения членами Ассоциации «Гидроэнергетика России» (далее – Ассоциация). Члены Ассоциации применяют требования Стандарта после утверждения его в установленном в своих организациях порядке в качестве нормативного документа организации, либо при разработке собственного стандарта организации на основе настоящего Стандарта.

1.4 Требования Стандарта обязаны выполнять любые не присоединившиеся к Стандарту сторонние организации, выполняющие работы (оказывающие услуги) в области его применения по договорам с организацией, утвердившей настоящий Стандарт.

1.5 Настоящий стандарт не учитывает все возможные конструктивные особенности оборудования ГЭС, ГАЭС. В развитие этого стандарта субъект электроэнергетики, потребитель электрической энергии, и иное лицо владеющее на праве собственности или ином законном основании ГЭС, ГАЭС, входящими в состав Единой энергетической системы России или технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, имеет право в установленном порядке разработать, утвердить и

применять собственный стандарт организации, учитывающий особенности конкретного оборудования и не противоречащий требованиям настоящего стандарта, нормативно-правовым актам, проектной и конструкторской документации.

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

1.7 Требования настоящего Стандарта следует применять в течение срока службы, установленного ГОСТ 5616 и техническими условиями на поставку конкретного гидрогенератора. При продлении в установленном порядке продолжительности эксплуатации гидрогенератора по истечении полного срока службы, требования настоящего Стандарта применяют в разрешенный период эксплуатации с учетом требований и рекомендаций, содержащихся в документах на продление продолжительности эксплуатации в соответствии с Правилами проведения технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики, утвержденные Приказом Минэнерго РФ № 465 от 14.05.2019 г., СТО 70238424.27.140.039 и действующим в ПАО «Русгидро» СТО 02.03.77.

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

2 Нормативные ссылки

В настоящем Стандарте использованы нормативные ссылки на следующие федеральные законы и стандарты:

Гражданский кодекс Российской Федерации, ч. 2, от 26.01.1996 № 14-ФЗ (редакция, действующая с 26 июня 2020 года).

Федеральный закон Российской Федерации от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании» (редакция, действующая с 1 января 2021 года).

ГОСТ 8.050–73 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормативные условия выполнения линейных и угловых измерений.

ГОСТ 8.051–81 Государственная система обеспечения единства измерения. Погрешности, допускаемые при измерении линейных размеров до 500 мм.

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

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

ГОСТ ИЕС 60034-1-2014. Машины электрические вращающиеся. Номинальные значения параметров и эксплуатационные характеристики

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

ГОСТ 6757–96 Масло касторовое техническое. Технические условия.

ГОСТ 9433–80 Смазка ЦИАТИМ–221. Технические условия.

ГОСТ 10169–77 Машины электрические трехфазные синхронные. Методы испытаний.

ГОСТ 11828–86 Машины электрические вращающиеся. Общие методы испытаний.

ГОСТ 25941–83 Методы определения потерь и коэффициента полезного действия. Машины электрические вращающиеся.

ГОСТ 26772-85 Машины электрические вращающиеся. Обозначение выводов и направление вращения

ГОСТ 18620-86 Изделия электротехнические. Маркировка

ГОСТ Р 55260.2.2-2013 Гидроэлектростанции. Гидрогенераторы. Методики оценки технического состояния

Правила проведения технического освидетельствования оборудования, зданий и сооружений объектов электроэнергетики, утв. Приказом Минэнерго России от 14.05.2019г., № 465;

Порядок проведения поверки средств измерений. Приложение № 1 к приказу Минпромторга России от 31 июля 2020 г. № 2510

Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Приложение к приказу Министерства труда и социальной защиты РФ от 15 декабря 2020 г. № 903н.

Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденные Приказом Минэнерго РФ № 1013 от 25 октября 2017 г.

Правила устройства электроустановок, 6-ое и 7-ое издания, утв. Приказом МЭ РФ от 08.07.2002 № 204

СТО 70238424.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения.

СТО 70238424.27.100.012-2008 Тепловые и гидравлические электростанции. Методика оценки качества ремонта энергетического оборудования. Основные положения.

*СТО 70238424.27.140.001-2011 Гидроэлектростанции. Методики оценки технического состояния основного оборудования.

СТО 70238424.27.140.006-2010 Гидрогенераторы. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

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

СТО 70238424.27.140.019-2010 Гидрогенераторы. Условия поставки. Нормы и требования.

**СТО 70238424.27.140.031-2010 Гидроэлектростанции. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. Нормы и требования.

СТО РусГидро 02.03.107-2013 Гидроэлектростанции. Неразрушающий контроль крепёжных элементов ответственных узлов гидроагрегатов. Методические указания.

Примечание: *В ПАО «Русгидро» действует СТО 17330282.27.140.001–2006 «Гидроэлектростанции. Методики оценки технического состояния основного оборудования» (С учетом изменений утв. приказом ОАО «РусГидро» от 17.02.2015 №121)

**В ПАО «Русгидро» действует СТО РусГидро 02.01.62-2012 «Гидроэлектростанции. Ремонт и техническое обслуживание оборудования, зданий и сооружений. Организация производственных процессов. Нормы и требования» (С изменениями, утвержденными приказом ОАО «РусГидро» от 31.07.2013 года № 694)

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

3 Термины, определения, сокращения

В настоящем Стандарте применены понятия по Федеральному закону Российской Федерации от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», термины по ГОСТ 23956, ГОСТ 15467, ГОСТ 16504, ГОСТ 18322, ГОСТ 27.002, ГОСТ Р ИСО 9000, ГОСТ 2.102, ГОСТ 2.602, СТО 70238424.27.010.001, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 гидрогенератор: электрический генератор, приводимый во вращение гидравлической турбиной.

3.2 деталь оборудования: Изделие, изготовляемое из однородного по наименованию и марке материала, без применения сборочных операций.

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

3.4 измеренное значение параметра: Значение параметра, установленное в результате его измерения установленными методами и средствами контроля.

3.5 инструментальный контроль: Контроль, осуществляемый с применением средств измерений.

3.6 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.

3.7 карта измерений: Технологический документ контроля, предназначенный для регистрации результатов измерения контролируемых параметров, подписанный исполнителем операции, руководителем участка и контролирующим лицом.

3.8 качество отремонтированного оборудования: Степень соответствия совокупности присущих оборудованию характеристик качества, полученных в результате выполнения его ремонта, требованиям, установленным в нормативной и технической документации.

3.9 качество ремонта оборудования: Степень выполнения требований, установленных в нормативной и технической документации, при реализации комплекса операций по восстановлению исправности или работоспособности оборудования или его составных частей.

3.10 конструктивный узел оборудования: Составная часть оборудования, состоящая из ряда конструкций и деталей (в целях настоящего Стандарта – статор, ротор, подшипник, подпятник и другие).

3.11 конструкторская документация: Совокупность конструкторских, эксплуатационных и ремонтных документов, поставляемых в комплекте с оборудованием заводами-изготовителями.

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

3.13 нормативная документация: Документы, устанавливающие обязательные требования, правила и нормы к процессу ремонта. К нормативной документации относятся технические регламенты, стандарты, нормативные документы органов государственного надзора и контроля, руководящие

документы, действующие в электроэнергетике (правила, противоаварийные и эксплуатационные циркуляры, положения, нормы и нормативы, методики, инструкции, технические условия и другие документы).

3.14 оценка качества ремонта оборудования: Определение степени соответствия результатов, полученных при освидетельствовании, дефектации, контроле и испытаниях после устранения дефектов, характеристикам качества оборудования, установленным в технических условиях на ремонт.

3.15 параметр изделия: Характеристика изделия, отображающая физическую величину.

3.16 ремонтная документация: Текстовые и графические рабочие конструкторские документы, которые в отдельности или в совокупности дают возможность обеспечить подготовку ремонтного производства, произвести ремонт изделия и его контроль после ремонта.

3.17 составная часть изделия: Изделие, выполняющее определенные технические функции в составе другого изделия и не предназначенное для самостоятельного применения.

3.18 техническая документация: Совокупность технических документов, подлежащих применению при выполнении ремонта. К технической документации относятся проектная документация, относящаяся к гидрогенераторам, конструкторская документация изготовителей оборудования (чертежи, инструкции, эксплуатационные и ремонтные документы).

3.19 технологическая документация: Совокупность документов, описывающих технологические процессы ремонта. К технологической документации относятся маршрутные, операционные карты, технологические инструкции, относящиеся к конкретному гидрогенератору.

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

3.21 формуляр: Бланк документа контроля, предназначенный для регистрации результатов измерений контролируемых параметров, подписанный исполнителем операции, руководителем участка и контролирующим лицом.

3.22 эксплуатационная документация: Совокупность технических документов, содержащих требования и нормы в области технической эксплуатации.

3.23 эксплуатирующая организация ОАО «РусГидро»: Филиалы, дочерние, зависимые акционерные общества (организации) в структуре ОАО «РусГидро», имеющие в собственности, хозяйственном ведении или оперативном управлении имущество гидроэлектростанции, осуществляющие в

отношении этого имущества права и выполняющие обязанности, необходимые для ведения деятельности по безопасному производству электроэнергии в соответствии с действующими нормами и правилами.

3.24 элемент оборудования: Составная часть единицы оборудования и/или технической системы, выполняющая определенные технологические функции (в целях настоящего Стандарта – стержень (катушка) обмотки статора, обод ротора, полюс, охладитель, щеточно-контактный аппарат, сегмент подпятника и др.).

Сокращения

ВНП – верхний направляющий подшипник

ННП – нижний направляющий подшипник

МКИ – микалентная изоляция

ТУ – технические условия

ЭМП-сегменты – эластичные с металлопластмассовым покрытием сегменты подпятников

Правила ТОиР – Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики

ПУЭ – Правила устройства электроустановок», 6-ое и 7-ое издания, утв. Приказом МЭ РФ от 08.07.2002 №204

4 Общие технические требования

4.1 Общие положения

4.1.1 Организация планирования и подготовка к проведению капитального ремонта осуществляются в соответствии с требованиями "Правил организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики", утвержденными Приказом Минэнерго РФ № 1013 (далее – Правила ТОиР).

4.1.2 «Планирование объема предстоящего капитального ремонта гидрогенераторов осуществляют на основании результатов плановых обходов, осмотров и результатов испытаний, приводящихся в соответствии с СТО 70238424.27.140.001

При планировании объема предстоящего капитального ремонта необходимо также использовать результаты оценки технического состояния, выполненного в соответствии с Методикой оценки технического состояния Минэнерго РФ». Решение должно быть зафиксировано в Акте технического освидетельствования.

4.1.3 Принятие решения о переходе на ремонт по техническому состоянию должно осуществляться в соответствии с требованиями п.п. 11 и 14 Правил ТООР с учетом индекса технического состояния, рассчитанного в соответствии с Методикой оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей». Вид организации ремонта по техническому состоянию не может применяться в отношении гидрогенераторов, находящихся в эксплуатации по истечении срока службы, установленного организацией - изготовителем оборудования».

4.1.4 Типовой перечень и объем ремонтных работ по конкретным типам (видам) оборудования объекта электроэнергетики по капитальному ремонту, должны утверждаться субъектом электроэнергетики самостоятельно и формироваться с учетом требований изготовителей оборудования, ремонтной документации, указанной в пункте 17 Правил ТООР, а также результатов анализа предыдущего ремонта и эксплуатации.

4.1.4 Настоящий Стандарт устанавливает технические требования к проведению контроля и оценки качества ремонта гидрогенераторов:

- к объему и методам дефектации, контроля, измерений и испытаний составных частей и гидрогенераторов в целом до начала, в процессе (промежуточных) и после завершения ремонта (окончательных);
- к составу, объему и к качеству работ при проведении ремонта;
- к методам сравнения технических показателей состояния отремонтированных гидрогенераторов с их нормативными (по конструкторской, ремонтной и нормативной документации) и доремонтными значениями и оценке качества ремонта.

4.1.5 Порядок оценки качества отремонтированного гидрогенератора устанавливается в соответствии с СТО 70238424.27.100.012.

4.1.6 При использовании требований настоящего Стандарта при текущем ремонте (пункт 1.4 настоящего Стандарта) должны быть учтены следующие особенности их применения:

- требования к составным частям гидрогенераторов и к гидрогенераторам в целом в процессе текущего ремонта применяются в соответствии с установленной техническим руководителем ГЭС для данного оборудования номенклатурой и объемом работ;
- требования к объемам и методам испытаний и сравнению показателей качества отремонтированных гидрогенераторов с их нормативными и доремонтными значениями при текущем ремонте применяются в объеме, достаточном для установления работоспособности гидрогенераторов, определяемом техническим руководителем ГЭС.

4.1.7 Для выполнения ремонта конкретного гидрогенератора настоящий Стандарт должен применяться совместно с технической и технологической документацией, разработанной для этого гидрогенератора.

При расхождении требований настоящего Стандарта с требованиями предприятия-изготовителя гидрогенератора следует руководствоваться конструкторской документацией предприятия-изготовителя.

4.1.8 До начала ремонта и после его завершения должны быть проведены электрические, вибрационные и тепловые испытания гидрогенератора; результаты испытаний должны быть учтены в процессе производства ремонтных работ и при оценке качества ремонта составных частей и гидрогенератора в целом.

4.1.9 При выводе гидрогенератора в капитальный ремонт должна быть осуществлена подробная дефектация его составных частей с контрольными измерениями в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.140.006, СТО 70238424.27.140.001, ГОСТ Р 55260.2.2 и настоящего Стандарта. Для осуществления дефектации должно быть выделено необходимое время, включаемое в общую продолжительность ремонта.

4.1.10 Инструментальный и визуальный контроль технического состояния составных частей гидрогенераторов проводят в соответствии с ГОСТ Р 55260.2.2 и СТО 70238424.27.140.001, в объеме, определяемом техническим руководителем ГЭС. Оценка состояния всех элементов производят в соответствии с нормами, приведенными в конструкторской документации, а при ее отсутствии – в нормативных документах в области стандартизации.

4.1.11 Результаты всех выполненных контрольных измерений и проводимых испытаний (вибрационных, гидравлических, тепловых, электрических, механических) должны быть отражены в картах измерений, актах дефектации и внесены в соответствующие формуляры.

4.2 Требования к метрологическому обеспечению ремонта гидрогенераторов

4.2.1 Средства измерений, применяемые при измерительном контроле и испытаниях, не должны иметь погрешностей, превышающих установленные ГОСТ 8.051 с учетом требований ГОСТ 8.050.

4.2.2 Средства измерений, применяемые при инструментальном контроле и испытаниях, должны быть пригодны к эксплуатации и проходить поверку (калибровку) в установленном порядке в соответствии с Приложением № 1 к приказу Минпромторга России № 2510.

4.2.3 Допускается замена средств измерений, предусмотренных в нормативной и технической документации на ремонт, если при этом не

увеличивается погрешность измерений и соблюдаются требования безопасности выполнения работ.

4.2.4 В дополнение к средствам измерений, предусмотренным ремонтной документацией, допускается применение иных вспомогательных средств контроля, расширяющих возможности технического осмотра, измерительного контроля и неразрушающих испытаний, если их использование повышает результативность технического контроля и измерений.

4.2.5. При осмотре гидрогенератора в период проведения капитального ремонта используются способы и средства измерений, приведенные в приложении А к настоящему Стандарту (номенклатура используемых средств может быть расширена).

4.3 Требования к маркировке составных частей гидрогенераторов при ремонте

4.3.1. Маркировка гидрогенераторов, возбuditелей, регуляторных генераторов, воздухоохлаждателей, маслоохлаждателей и охладителей дистиллята выполняется по ГОСТ 26772 и ГОСТ 18620, СТО 70238424.27.140.019.

Разборку гидрогенератора на составные части следует производить в соответствии с имеющейся маркировкой завода-изготовителя или фирмы, выполнявшей монтаж гидрогенератора. При необходимости маркировка должна быть восстановлена или нанесена вновь. Допускается нанесение дополнительной маркировки. Восстановление или нанесение дополнительной маркировки следует производить до начала операций по разборке гидрогенератора на составные части. Содержание, место, способ нанесения маркировки определяется организацией, выполняющей ремонт гидрогенератора, по согласованию с техническим руководителем ГЭС.

4.3.2. Маркировка ударным способом сопрягаемых, шлифованных и закаленных поверхностей не допускается.

4.3.3 Допускается маркировка краской на рабочих поверхностях при условии обязательного удаления маркировки после сборки.

4.4 Требования к работам, производящимся при разборке гидрогенератора

4.4.1 До начала и в процессе разборки, а также в дальнейшем при сборке гидрогенератора должны быть проведены контрольные измерения в соответствии с ГОСТ Р 55260.2.2. По результатам дефектации могут быть назначены дополнительные измерения.

После сборки взаимное положение составных частей должно соответствовать требованиям конструкторской документации на ремонтируемый гидрогенератор, что должно быть зафиксировано в отчетной документации по ремонту гидрогенератора (Приложение Б к настоящему Стандарту).

4.4.2 Способы разборки (сборки), применяемый инструмент и условия временного хранения составных частей должны исключать их повреждение.

4.4.3 При разборке (сборке) составных частей должны быть приняты меры по временному раскреплению освобождаемых деталей во избежание их падения и недопустимого перемещения.

4.4.4 Обнаруженные при разборке гидрогенератора посторонние предметы или детали конструкции, продукты истирания изоляции, следы контактной коррозии и замасливания не допускается удалять до установления причин их появления или до составления карты их расположения (при необходимости – дополнять фотографиями).

4.4.5 Составные части гидрогенератора должны быть очищены. Для чистки (мойки) составных частей должны применяться очищающие (моющие) средства и способы в соответствии с [3]. Особое внимание следует уделять чистке обмоток ротора и статора; целесообразно использовать при этом «сухой лед» по методике, согласованной с предприятием-изготовителем гидрогенератора.

4.4.6 Допускается не разбирать составные части для контроля посадок с натягом, если в собранном виде не установлено ослабление посадки.

4.4.7 Проемы, полости и отверстия, которые открываются или образуются при разборке гидрогенератора и его составных частей, должны быть защищены от попадания посторонних предметов.

4.5 Требования к крепёжным деталям, используемым в соединениях узлов (деталей) гидрогенератора

4.5.1 Детали резьбовых соединений, в том числе детали стопорения от самоотвинчивания, должны соответствовать требованиям конструкторской документации. Номенклатура крепежных элементов, требующих применения неразрушающих методов контроля, устанавливается в соответствии с СТО РусГидро 02.03.107-2013.

4.5.2 Не допускается использование деталей резьбовых соединений, если эти детали имеют следующие дефекты:

– забоины, задиры, надломы, выкрашивания и срывы резьбы, коррозионные изъязвления рабочей части резьбы на длине более одного витка;

- односторонний зазор более 1,75% от размера «под ключ» между опорной поверхностью головки болта (гайки) и поверхностью деталей после установки болта (гайки) до касания с деталью;
- повреждения головок болтов (гаек) и шлицев в винтах, не позволяющие произвести завинчивание необходимым усилием;
- уменьшение диаметра не нарезанной части болта (шпильки) более чем на 3% от предусмотренного рабочим чертежом (конструкторской документацией).

4.5.3 Шпильки должны быть завернуты в резьбовые отверстия на величину не менее чем их диаметр. Не допускается деформация шпилек при надевании на них деталей или узлов.

4.5.4 Болты (гайки) должны быть затянуты. Моменты затяжки резьбовых соединений должны соответствовать значениям, указанным в конструкторской документации.

Последовательность затяжки должна устанавливаться конструкторской или ремонтной документацией.

4.5.5 Не допускаются к использованию пружинные шайбы, если высота развода концов менее 1,65 толщины шайбы.

4.5.6 Не допускается повторное использование шплинтов.

4.5.7 Стопорные шайбы допускается использовать повторно с загибом на грань головки болта (гайки) недеформированной части. После проведения пяти и более ремонтов на отдельно взятом узле, используемые стопорные шайбы следует заменять новыми.

4.5.8 Не допускается применение штифтов, если на рабочей поверхности имеются задиры, забоины, коррозионные нарушения на площади, превышающей 20% площади сопряжения.

4.5.9 Цилиндрические штифты должны быть заменены при проведении очередного ремонта, если посадка не соответствует требованиям конструкторской документации.

4.5.10 Конические штифты должны быть заменены, если плоскость наибольшего диаметра штифта заглубляется ниже плоскости детали более 10% её толщины.

4.5.11 При проведении работ по перецентровке вращающихся частей гидрогенератора относительно его неподвижных частей все штифты, фиксирующие положение того или иного узла (детали) гидрогенератора, должны быть заменены на новые, сопрягаемые по новым штифтовым отверстиям.

4.6 Требования к уплотняющим деталям, используемым при ремонте гидрогенераторов

4.6.1 Деформация деталей уплотнения при затяжке фланцевых соединений должна составлять от 15 до 35% толщины и быть равномерной по всей площади уплотнения.

Не допускается повторная установка уплотняющих резиновых деталей, если при разборке обнаружены какие-либо их повреждения или остаточная деформация уплотняющих прокладок, колец и шнуров превышает 10% от их номинального размера (толщины, диаметра); повторная установка деталей уплотнения должна быть согласована с техническим руководителем ГЭС и отражена в ремонтной документации.

4.6.2 Поверхности уплотняющих деталей, устанавливаемых в закрытых соединениях, должны смазываться касторовым маслом по ГОСТ 6757 или смазкой ЦИАТИМ–221 по ГОСТ 9433.

4.6.3 Не допускается смазка уплотняющих деталей, устанавливаемых в плоских фланцевых соединениях.

4.6.4 Уплотняющие детали из резиновых шнуров (кроме кремнийорганических), уплотняющие или изолирующие детали из волокнистых и прессованных материалов должны иметь клеевое соединение с одной из уплотняемых поверхностей, если нормативно-технической документацией не предусмотрена другая фиксация. Детали из кремнийорганической (силиконовой) резины фиксируют согласно требованиям конструкторской документации.

4.6.5 При установке уплотняющих колец из эластичного материала их растяжение по внутреннему диаметру не должно быть более 10% от первоначального.

4.6.6 При установке уплотняющих деталей не допускается перекрытие проходных сечений уплотняемых отверстий и каналов.

4.6.7 Все вновь применяемые при ремонте гидрогенераторов резино-технические изделия должны иметь сертификат предприятия-изготовителя (паспорт на изделие).

4.7 Требование к электрическим контактными соединениям при проведении ремонта гидрогенераторов

Не допускается нарушение гальванических покрытий контактных соединений на площади более 10% площади контакта.

4.8 Требования к материалам и запасным частям, применяемым при ремонте гидрогенераторов

4.8.1 Материалы, применяемые для ремонта, должны соответствовать требованиям конструкторской документации на гидрогенератор.

4.8.2 Материалы–заменители должны соответствовать требованиям ремонтной документации. Их применение должно быть согласовано предприятием-изготовителем гидрогенератора и техническим руководителем ГЭС.

4.8.3 Качество материала должно быть подтверждено сертификатом или актом входного контроля в объеме, определяемом функциональным назначением материала в соответствии с требованиями ремонтной документации.

4.8.4 Запасные части, используемые для ремонта, должны иметь сопроводительную документацию предприятия–изготовителя, подтверждающую их качество.

4.8.5 Перед установкой запасные части должны быть подвергнуты входному контролю в объеме требований конструкторской документации.

4.8.6 Любые изменения конструкций узлов и деталей и (или) применение новых материалов, например, в парах трения, должны быть согласованы предприятием-изготовителем гидрогенератора. При отсутствии предприятия-изготовителя (например, в случае его ликвидации) эксплуатирующая организация должна провести независимую экспертизу предлагаемых технических решений.

5 Требования к составным частям гидрогенераторов при проведении ремонта

5.1 Статор главного гидрогенератора

5.1.1 При ремонте должны быть выполнены следующие работы по визуальному и инструментальному контролю технического состояния:

- проверка крепления корпуса статора к фундаментам;
- проверка крепления элементов корпуса статора между собой;
- проверка крепления сердечника статора с уложенной обмоткой на призмах, к корпусу статора;
- проверка затяжки стяжных шпилек и отжимных болтов;
- выявление мест появления контактной коррозии (местный коричневый пылевидный налет) активной стали (спинка и зубцовые зоны сердечника);

- выявление «волны» на пакетах сердечника, местных перегревов, смещения листов в пакетах, перекрытиях вентиляционных каналов;
- проверка элементов крепления и запрессовки обмотки в пазах сердечника и лобовых частях;
- выявление распушения и выкрашивания листов в зубцах крайних и сопряженных с ними пакетах активной стали сердечника;
- проверка опрессовки сердечника статора;
- проверка крепления нажимных гребенок, стяжных шпилек, а также бандажных колец, крепящих лобовые части обмотки статора.

5.1.2 Трещины, непровары, подрезы и механические повреждения сварных швов корпуса статора, фундаментных плит не допускаются.

5.1.3 Нарушение сварных соединений деталей крепления активной стали к корпусу статора (косынок к полкам и наборным клиньям, планок к стяжным шпилькам) не допускается.

5.1.4 Корпус разъемного статора должен иметь плотное соединение по стыковым плитам и фундаментным плитам. Плотным считается соединение, в которое щуп 0,2 мм не проходит. Длина отдельного неплотного участка в соединении не должна превышать 200 мм. Ослабление затяжки гаек стяжных шпилек стыковых и фундаментных плит корпуса статора не допускается. Контровку гаек соединительных стяжных шпилек следует производить через «глухарь» или накладку.

Не допускаются местные зазоры в зоне расположения штифтов и стяжных шпилек. Устранение зазора возможно установкой стальных прокладок.

5.1.5 Форма расточки статора должна быть цилиндрической. Отклонение концентричности формы расточки статора должно быть в пределах допуска, указанного в конструкторской документации, определяющей фактический диаметр расточки статора.

5.1.6 Повышенная сверх нормативной (установленной конструкторской или, при ее отсутствии, нормативной документацией) вибрация и, как следствие, контактная коррозия стальных конструкций корпуса статора не допускаются.

5.1.7 Ослабление по сравнению с нормативной (установленной конструкторской или, при ее отсутствии, нормативной документацией) затяжки анкерных болтов, шпилек, выкрашивание бетона у фундаментных плит, натирывания штифтов фундаментных плит не допускаются.

5.1.8 Ослабленная по сравнению с установленной конструкторской документацией (при ее отсутствии – нормами СТО 70238424.27.140.001, ГОСТ Р 55260.2.2), прессовка активной стали не допускается. Прессовка зубцовой

зоны и спинки сердечника должна быть равномерной. Способы подпрессовки, контроля и ремонта активной стали должны соответствовать конструкторской документации предприятия-изготовителя, а при ее отсутствии – ремонтной документации.

5.1.9 На участках расточки активной стали (как правило, зубцовая зона крайних пакетов) имеющих выкрашивание сегментов, забоины, оплавления, следы местных перегревов или контактной коррозии, изоляция между сегментами должна быть восстановлена. Надломанные части сегментов должны быть при этом удалены.

5.1.10 При удалении части оплавленного зубца должны быть приняты меры, препятствующие дальнейшему разрушению сегментов в результате воздействия вибрации и динамических нагрузок при эксплуатации гидрогенераторов.

Требования на установку вставки–заполнителя на место удаленного участка активной стали, материал вставки и способ ее крепления устанавливаются конструкторской документацией, а при ее отсутствии – документацией ремонтной организации-производителя работ, согласованной с заводом-изготовителем и с техническим руководителем ГЭС.

5.1.11 Смещение вентиляционных распорок и нажимных пальцев, нажимных плит от номинального положения в соответствии с конструкторской документацией, а также деформация нажимных пальцев не допускаются.

Допуск расположения относительно номинального положения ± 2 мм.

Должны быть приняты меры против смещения вентиляционных распорок, нажимные пальцы должны быть отрихтованы.

5.1.12 Поверхность расточки активной стали статора должна быть чистой и покрыта электроизоляционной эмалью согласно требованиям конструкторской документации (согласованной ремонтной документацией).

Защитное покрытие поверхности расточки активной стали электроизоляционной эмалью должно быть равномерным без отслоений.

5.1.13 Гайки стяжных шпилек и отжимные болты нажимной гребенки должны быть затянуты и застопорены от самоотвинчивания сваркой к нажимной гребенке непосредственно либо с использованием промежуточных деталей сварным швом длиной 6–10 мм в соответствии с конструкторской документацией (согласованной ремонтной документацией).

5.1.14 Ослабление стыковых соединений секторов составных сердечников не допускается. Уплотнение стыков активной стали следует производить согласно [4].

5.1.15 Местные забоины и вмятины со следами перегрева, а также смещения листов активной стали должны быть устранены.

5.1.16 В зону отремонтированной активной стали со вставкой–заполнителем должны быть установлены дополнительные датчики теплового контроля. Методические указания по контролю состояния прессовки сердечника статора гидрогенератора и ее восстановлению приведены в СТО 70238424.27.140.001, ГОСТ Р 55260.2.2.

5.1.18 Испытания активной стали статора проводят на гидрогенераторах при каждой выемке ротора согласно [2].

5.2 Обмотка статора и детали ее крепления. Соединительные и выводные шины

5.2.1 До начала ремонтных работ и после их окончания должны быть проведены высоковольтные испытания в соответствии с [2].

5.2.2 Обмотка, соединительные и выводные шины должны быть очищены от масла и грязи, покрыты лаком и эмалью в соответствии с требованиями конструкторской документации.

5.2.3 На поверхности изоляции стержней статорной обмотки трещины не допускаются. При наличии вздутий компаундированной изоляции на выходе из паза, по длине обмотки, сухости изоляции лобовых частей обмотки необходимо провести тепловые испытания гидрогенератора с установкой на обмотку дополнительных термодатчиков. Необходимость перемотки обмотки статора определяется в соответствии с требованиями [1].

5.2.4 Отслоение полупроводящего покрытия изоляции стержней обмотки статора и следы разрядов на них не допускаются. Дефектное покрытие должно быть восстановлено.

5.2.5 Изоляция лобовых частей статорной обмотки, соединительных и выводных шин, имеющая механические повреждения и истирания от контакта с сопрягаемыми деталями, должна быть восстановлена.

5.2.6 Механические повреждения изоляционных коробок паяных соединений стержней статорной обмотки, ослабление и обрыв закрепляющих их бандажей, нарушение сплошности замазки, уплотняющей соединение коробок со стержнем и между собой, не допускаются.

5.2.7 После удаления пазовых клиньев при переключении пазов статора должно быть проверено состояние пазовой части корпусной изоляции в доступных местах и верхних уплотняющих прокладок. На обмотке и прокладках не должно быть следов разряда и следов истирания от вибрации. При наличии следов разряда способ ремонта должен быть определен по согласованию с предприятием-изготовителем. Вибрация обмотки должна быть устранена, пазовые клинья и уплотняющий материал должны быть заменены.

5.2.8 Детали крепления лобовых частей статорной обмотки, соединительных и выводных шин должны быть установлены плотно без зазоров.

5.2.9 Допускается оставлять без замены изоляционные детали, имеющие трещины по слоям материала, если эти детали работают на сжатие, а их замена может привести к повреждению изоляции обмотки или шин.

5.2.10 Не допускается вторично использовать детали крепления обмотки с обугленной поверхностью и механическими повреждениями, за исключением отдельных сколов.

5.2.11 Ослабленные шнуровые бандажные лобовых частей обмотки или их обрыв не допускаются и подлежат замене.

5.2.12 Детали крепления лобовых частей статорной обмотки не должны касаться изоляции обмотки.

5.2.13 Механические повреждения изоляторов, на которых установлены коллекторы системы водяного охлаждения, системы регулирования не допускаются.

5.2.14 Касания заземленных частей гидрогенератора амортизирующими прокладками, установленными между коллекторами системы водяного охлаждения и деталями их крепления, не допускаются.

5.2.15 Снижение сопротивления корпусной изоляции статорной обмотки, переключков, соединительных и выводных шин ниже значений, установленных конструкторской документацией и [2], не допускается.

5.2.16 Нарушение электрической прочности корпусной изоляции статорной обмотки, соединительных (выводных) шин и концевых (нулевых) выводов не допускается. Методы контроля и требования к электрической прочности изоляции устанавливаются [2] или конструкторской документацией предприятия-изготовителя.

5.2.17 Ослабление расклиновки лобовых частей, разрушение деталей расклиновки и дистанционных прокладок не допускаются. Разрушенные детали должны быть заменены, а крепление и расклиновка восстановлены.

5.2.18 Зазоры между лобовыми частями обмотки и бандажными кольцами должны быть уплотнены дистанционными шайбами.

5.2.19 Трещины в бандажных кольцах и в сварных соединениях не допускаются.

5.2.20 Крепежные детали кронштейнов крепления бандажных колец, не соответствующие техническим требованиям завода-изготовителя, должны быть заменены.

5.2.21 Формующий материал (препрег) в местах его разрушения или удаления при ремонте должен быть восстановлен или установлен вновь.

5.2.22 Нарушение крепления шин и перемычек (обрыв шнуровых бандажей, ослабление крепления дистанционных прокладок) не допускается.

5.2.23 Стяжными шпильками должна быть обеспечена плотная затяжка шин дистанционными распорками.

Зазоры между шинами и распорками не допускаются.

5.2.24 Не допускается вторично использовать детали крепления обмотки, шин и перемычек с обугленной поверхностью и механическими повреждениями, за исключением отдельных сколов, не влияющих на качество крепления.

5.2.25 Изоляция паяных соединений стержней статорной обмотки, соединительных и выводных шин из слюдяных и ленточных материалов не должна иметь вздутий, отслоений, механических повреждений. Поврежденная изоляция должна быть восстановлена в соответствии с требованиями конструкторской и (или) ремонтной документации.

5.2.26 Нарушения паяных соединений обмотки не допускаются. Внешними признаками дефекта паяных соединений являются: изменение цвета отдельных участков наружного покрытия, вытекание припоя или компаунда, повышение по отношению к другим соединениям хрупкости изоляции, повышение сопротивления обмотки постоянному току. Дефектные соединения должны быть запаяны вновь.

5.2.27 Плотность установки пазовых клиньев должна быть проверена во всех пазах.

Плотность определяется простукиванием клина по центру и краям молотком массой 0,2–0,4 кг. Плотность установки клина следует считать достаточной, если при простукивании он издает однородный, без дребезжания звук. При использовании гофрированных подклиновых прокладок плотность заклиновки определяются специальным приспособлением.

5.2.28 Если следы разрядов и истирания изоляции от вибрации, ослабленное боковое крепление стержней в пазах будут обнаружены после удаления клиньев из отдельных пазов, необходимо выполнить контроль всех пазов статора.

5.2.29 Не допускается наличие более 10% (суммарно) ослабленных средних клиньев, но при условии их расположения не более двух подряд в одном пазу.

Концевые клинья и два к ним прилегающих с каждой стороны паза должны быть установлены плотно. Кроме того, нижний клин должен иметь дополнительное крепление согласно требованиям конструкторской документации.

Пазы должны быть переуплотнены (переклинены), если количество ослабленных клиньев в них превышает допустимое. Суммарная длина уплотняющих прокладок должна быть не менее 70% длины активной стали. В крайних пакетах (сверху и снизу) уплотняющие прокладки допускается устанавливать с двух сторон.

5.2.30 Стержни в пазах должны быть уплотнены прокладками из полупроводящего волнистого стеклотекстолита со стороны стенки паза, набегающей по направлению вращения ротора, если зазор между стенкой паза и стержнем для терморезистивной изоляции 0,3 мм и более. Нижние стержни уплотняются при возможности доступа к ним.

Длина неуплотненных частей стержня не должна превышать 50 мм при суммарной длине всех участков в пазу с увеличенным зазором не более 25% длины активной стали.

5.2.31 Длина каждой уплотняющей прокладки в ремонтном пазу не должна быть менее длины одного клина.

5.2.32 Допустимый зазор в стыках клиньев не должен быть более 3,0 мм и не чаще, чем через десять клиньев. Для встречных клиньев зазор не допускается.

5.2.33 Не допускается использовать для установки в одном пазу клинья, высота которых различается более чем на 1,5 мм.

5.2.34 Стыки пазовых клиньев не должны попадать на клинья–заполнители, установленные для уплотнения активной стали.

5.2.35 Пазовые клинья, прилегающие с обеих сторон к клину, фиксирующему вставку–заполнитель активной стали, должны быть установлены на клеевом соединении.

5.2.36 При установке пазовых клиньев, имеющих вентиляционные прорези, смещение их относительно вентиляционных каналов активной стали не допускается.

5.2.37 Допускается повторное использование пазовых клиньев, имеющих отдельные сколы на торцевых поверхностях.

5.2.38 Между верхними и нижними стержнями статорной обмотки на выходе из паза должен быть зазор, величина которого устанавливается конструкторской документацией на конкретный гидрогенератор.

5.2.39 Статорная обмотка, соединительные и выводные шины должны быть покрыты электроизоляционной маслобензостойкой эмалью в соответствии с требованиями конструкторской документации.

5.2.40 На поверхности изоляторов концевых выводов трещины и сколы не допускаются.

5.2.41 Система водяного охлаждения обмоток гидрогенераторов должна обеспечить качество циркулирующего дистиллята в пределах норм, установленных [2].

5.2.42 Гидроплотность обмотки статора с водяным охлаждением должна удовлетворять следующим требованиям:

5.2.42.1 Течи дистиллята в статорной обмотке с водяным охлаждением по всему водяному тракту не допускаются.

Допускается заглушать пайкой отдельные элементарные проводники, имеющие течи. Допустимое количество заглушаемых проводников в стержне и способ ремонта устанавливается конструкторской документацией.

5.2.42.2 Течи дистиллята в паяных и сварных соединениях статорной обмотки и шин допускается устранять пайкой твердым припоем.

5.2.42.3 На поверхности сопряжения штуцеров водяных соединений наконечников стержней статорной обмотки, с которых сняты сопрягаемые детали, не должно быть забоин, рисок, остаточной деформации.

5.2.42.4 Нарушения паяных соединений обмотки не допускаются.

Внешними признаками дефекта паяных соединений являются: изменение цвета отдельных участков наружного покрытия, вытекание припоя или компаунда, повышение по отношению к другим соединениям хрупкости изоляции.

Дефектные соединения должны быть запаяны вновь.

5.3 Ротор главного гидрогенератора

5.3.1 При ремонте должны быть выполнены следующие работы по визуальному и инструментальному контролю технического состояния узлов и деталей ротора:

- крепления обода к остову ротора, полюсов к ободу, спиц к центральной части остова, распорных балок по спицам остова, токоподвода по остову ротора, запорных элементов на ободу ротора, крепежных элементов демпферной обмотки, стяжных шпилек, междуполюсных соединений, дистанционных втулок вентиляционных каналов, тормозного диска к ободу ротора;

- выход клиньев ободных, полюсных, «проседание» обода ротора, наличие контактной коррозии;

- катушек полюсов, стыковых спиц остова к втулке ротора, верхних (нижних) шпонок обода ротора;

- подклиновки полюсных клиньев, крайних пакетов обода ротора;

- «остаточного натяга» на ободу ротора, подклиновки обода ротора;

- трещинообразования на спицах и центральной части остова ротора неразрушающими методами контроля.

5.3.2 Ротор (остов, обод, вентиляционные каналы, обмотки и другие части) должен быть очищен от пыли, масла и других видов загрязнений в соответствии с [3] и п. 4.4.5 настоящего Стандарта.

После ремонта обод ротора и обмотка должны быть покрыты электроизоляционными лаком или эмалью в соответствии с требованиями конструкторской документации.

5.3.3 Нарушение сварных соединений (трещины, подрезы, непровары) на спицах и в центральной части остова ротора не допускается.

5.3.4 Ослабление плотности соединения спиц или корпуса остова ротора с центральной частью остова или втулкой (по стыковым плитам или через промежуточные диски) не допускается.

Плотным считается соединение, в которое щуп 0,1 мм не проходит. Длина отдельного неплотного участка в соединении не должна превышать 200 мм, глубина - не более 10% ширины стыка, суммарная длина всех неплотных участков на одной стороне соединения не должна превышать 15% периметра.

5.3.5 Ослабление плотности резьбового соединения спиц и междуспицевых тангенциальных распорных балок остова ротора не допускается.

5.3.6 Ослабление плотности резьбового соединения втулки подпятника и втулки ротора (при зонтичном исполнении) и составной втулке и диске подпятника) не допускается.

Местные зазоры в соединении более 0,1 мм на отдельных участках общей длиной 15% длины окружности не допускаются.

5.3.7 Ослабление плотности соединения валов роторов генератора и турбины недопустимо. Зазор в стыке между фланцами должен быть не более 0,03 мм.

5.3.8 Ослабление плотности прессовки обода ротора должно быть устранено тарированной затяжкой стяжных шпилек. Стопорение гаек стяжных шпилек обода ротора должно производиться согласно конструкторской документации.

Ослабление клинового шпоночного соединения обода ротора с остовом недопустимо. Величина натяга должна соответствовать требованиям конструкторской документации. Допуски цилиндричности и концентричности обода относительно оси гидроагрегата не должны превышать значений, указанных в конструкторской документации.

5.3.9 Упоры на ободе ротора под хвостовики сердечников полюсов не должны иметь деформаций и повреждений (трещины, наклепы).

5.3.10 Допуск отклонения средней линии башмака полюса относительно оси обода ротора не должен превышать $\pm 5,0$ мм при диаметре ротора до 5 м, если требованиями конструкторской документации не предусмотрен иной допуск.

5.3.11 Полюса на ободу ротора должны быть надежно закреплены полюсными клиньями согласно конструкторской документации. Окончательное положение забивного клина после расклиновки полюсов должно быть промаркировано и зафиксировано электросваркой.

5.3.12 Зазор между ободом ротора и сердечником полюса не допускается.

5.3.13 Неплотность прилегания встречных клиньев клиновых шпонок по наклонной плоскости должна быть не более 0,2 мм. Суммарная длина неплотностей пары клиньев должна быть не более 20% рабочей длины клиновой шпонки.

5.3.14 Допуск параллельности рабочих поверхностей пары клиньев не должен превышать 0,2 мм.

5.3.15 Трещины в стержнях демпферной обмотки и короткозамыкающих сегментах не допускаются.

5.3.16 Нарушение паяного соединения стержней демпферной обмотки и короткозамыкающих сегментов не допускается.

5.3.17 Нарушение покрытия контактных поверхностей короткозамыкающих сегментов, соединительных перемычек демпферной обмотки и шин токоподвода не допускается.

5.3.18 Нарушение плотности крепления соединительных перемычек демпферной обмотки не допускается.

Болты и гайки короткозамыкающих сегментов и соединительных перемычек демпферной обмотки должны быть надежно законтрены.

5.3.19 Крепление междуполюсных соединений обмотки ротора к ободу (если оно предусмотрено) не должно иметь повреждений.

Изоляционные детали, имеющие повреждения, подлежат замене.

5.3.20 Междуполюсные соединения обмотки ротора должны быть надежно пропаяны с соблюдением технологии, установленной конструкторской документацией.

Трещины и надломы в пластинах междуполюсных соединений не допускаются. Пластины с надломами и трещинами должны быть удалены при этом общее сечение пластин не должно быть уменьшено более чем на 10% от установленного конструкторской документацией.

5.3.21 Ослабление плотности контактных соединений междуполюсных перемычек и шин токоподвода не допускается.

5.3.22 Следы перегрева междуполюсных соединений обмотки ротора и соединительных перемычек демпферной обмотки не допускаются.

5.3.23 Распорки (при их наличии) должны плотно прилегать к распираемым обмоткам полюсов и не должны иметь повреждений деталей крепления.

5.3.24 Нарушение корпусной изоляции катушек полюсов и изоляционных шайб не допускается.

Величина сопротивления и испытательное напряжение должны соответствовать документации завода-изготовителя или [2].

5.3.25 Зазоры между катушками и сердечниками полюсов должны быть зафиксированы согласно конструкторской документации и иметь изоляционные прокладки.

5.3.26 Катушки полюсов не должны иметь витковых замыканий. Методика и величины испытательных напряжений должны соответствовать конструкторской документации или [2].

5.3.27 Биение тормозного диска не должно превышать 3 мм для роторов диаметром до 9 м и 4 мм для роторов до 15 м.

5.3.28 Лопатки вентилятора ротора должны быть надежно закреплены и не иметь трещин и иных повреждений.

5.3.29 Натяг на ободе ротора измеряют на остановленном в ремонт гидрогенераторе с помощью тензометров или механических индикаторов часового типа. Натяг обода ротора ниже величины, установленной конструкторской документацией, не допустим.

5.3.30 Геометрическую форму и concentricity обода ротора по каждому полюсу определяют при провороте ротора краном по полюсам относительно одной точки на статоре. Геометрическую форму и concentricity сердечника статора определяют при провороте ротора краном относительно одного полюса в точках, равных количеству полюсов на ободе ротора.

При неконцентричности обода ротора по полюсам более $\pm 0,5$ мм при диаметре ротора до 5 м и $\pm 1,0$ мм при диаметре ротора до 15,0 м форму обода ротора необходимо исправить путем горячей перекалиновки с восстановлением натяга на ободе ротора.

5.3.31 Воздушные зазоры между статором и ротором гидрогенератора в диаметрально противоположных точках не должны отличаться друг от друга более чем на $\pm 10\%$ среднего значения, равного их полусумме согласно [2].

5.3.32 Объем и нормы испытаний гидрогенераторов при проведении ремонта устанавливают в соответствии с [2] и СТО 70238424.27.140.001, ГОСТ Р 55260.2.2.

5.4 Токоподвод, щеточно–контактный аппарат

5.4.1 Токоподводы должны быть надежно закреплены на ободе, корпусе, валу ротора и у контактных колец. Нарушение резьбового крепления и ослабление бандажной вязки не допускается. Разрушенные колодки и другие изоляционные детали крепления должны быть заменены.

5.4.2 Ослабление резьбового соединения токоподвода с контактными кольцами не допускается.

5.4.3 Нарушение изоляции токоподвода не допускается. Величина сопротивления изоляции должна соответствовать [2], если иное не указано в конструкторской документации.

5.4.4 Ослабление плотности соединения контактных колец с валом ротора не допускается.

5.4.5 Нарушение и загрязнение изоляции контактных колец не допускаются. Величина сопротивления изоляции должна соответствовать [2], если иное не указано в конструкторской документации.

5.4.6 Неравномерный износ, а также износ под щеткой более 0,5 мм, следы эрозии на площади более 10% рабочей поверхности, подгары, забоины, замасливание и загрязнение рабочей поверхности контактных колец не допускаются. Шероховатость поверхности контактных колец должна быть $R_a \leq 1,25$ мкм.

5.4.7 Износ контактных колец не должен превышать минимальный диаметр контактных колец и минимальную глубину спиральной канавки (на кольцах, где они имеются), приведенных в конструкторской документации на гидрогенератор.

5.4.8 Допуск радиального биения контактных колец относительно оси шеек вала гидроагрегата должен соответствовать требованиям конструкторской документации.

5.4.9 Покрытие узла контактных колец должно соответствовать требованиям конструкторской документации.

5.4.10 Токоъемные щетки заменяются в случае, если:

- длина графита менее 30 мм;
- имеются сколы на рабочей поверхности более чем на 10% сечения щетки;
- имеются сколы более 20% боковой поверхности;
- износ боковой поверхности более чем на 1,0 мм;
- имеются нарушения крепления токоведущих проводников в теле щетки;
- имеются потемневшие от перегрева проводники.

5.4.11 На внутренней поверхности щеткодержателей не должно быть задиrow, заусениц, подгаров и оплавлений. Размеры гнезда корпуса щеткодержателя должны соответствовать требованиям конструкторской документации.

Шероховатость внутренней поверхности должна быть $R_a \leq 2,5$ мкм.

5.4.12 Двусторонний осевой зазор между щеткодержателем и щеткой должен быть равен $(0,25 \pm 0,15)$ мм, тангенциальный зазор должен быть не более 0,3 мм.

Перемещение щетки в щеткодержателе должно быть свободным.

5.4.13 Нарушение работы нажимного механизма щеткодержателя (разрушение или уменьшение нажатия пружин, повреждение рычажной системы и изолятора) не допускается.

5.4.14 Нарушение контактного соединения токоведущего проводника с пакетом не допускается.

5.4.15 Новый комплект щеток должен быть установлен из одной партии. Величина переходного электрического сопротивления между телом щетки и токоведущим проводом согласно нормам предприятия-изготовителя щеток.

5.4.16 Рабочие поверхности щеток должны быть притерты к поверхности контактных колец. Площадь прилегания должна быть не менее 80% площади сечения щетки.

5.4.17 Щетки должны быть установлены радиально. Допустимое отклонение в осевом и тангенциальном направлениях $\pm 2^\circ$.

5.4.18 Радиальный зазор между щеткодержателем и контактным кольцом должен быть в пределах от 5 до 3 мм.

5.4.19 Расстояние между щеткодержателем по окружности контактного кольца должно соответствовать требованиям конструкторской документации.

5.4.20 Усилия нажатия щеток на контактные кольца должны быть одинаковыми, соответствовать требованиям конструкторской документации.

Допустимое отклонение $\pm 10\%$.

5.4.21 Осевое положение щеткодержателей относительно контактных колец должно обеспечивать работу гидрогенераторов во всех режимах, не допуская выхода края щетки за поверхность контактного кольца,

5.5 Подпятник гидрогенератора

5.5.1 При ремонте должны быть выполнены следующие работы по визуальному и инструментальному контролю технического состояния:

- стола подпятника, крепления выгородки подпятника к столу подпятника;

- крепления ванны подпятника (стола) к опоре подпятника (при зонтичном исполнении гидрогенератора) или к центральной части верхней крестовины гидрогенератора, стола подпятника к ванне подпятника, опорно-упорных конструкций, маслоотражательных щитов по столу к ванне подпятника, стаканов (сильфонов) опор, балансиров к столу подпятника, опорных тарелок, опорных болтов (вкладышей), промежуточных опор и сегментов с баббитовыми или ЭМП - покрытием;

- нагрузки на сегменты подпятника до и после ремонта;
- жесткости опор путем тарировки опорных тарелок (1 раз в 5-7 лет);
- прилегания опорных поверхностей;
- работоспособности системы термоконтроля.

5.5.2 После вскрытия ванна подпятника должна быть очищена от масла и загрязнений

5.5.3 Во время капитальных ремонтов с разборкой гидроагрегата при обследовании должны быть определены и зафиксированы следующие показатели:

- макронеровность (волнистость) зеркальной поверхности диска в направлении вращения;
- макронеровность зеркальной поверхности диска в радиальном направлении;
- перпендикулярности плоскости пяты к оси вала гидроагрегата;
- микронеровность (шероховатость) зеркальной поверхности диска подпятника;
- износ рабочей поверхности сегментов;
- сопротивление изоляции между диском и втулкой подпятника;
- распределение нагрузки между сегментами подпятника;

тангенциальный эксцентриситет установки сегментов;

- радиальный эксцентриситет установки сегментов;
- величина смятия сферических головок опорных болтов или опорных вкладышей;

- величина вмятин на тарельчатых опорах в местах контакта с опорными болтами, наличие трещин на верхней стороне тарельчатых опор;

- величины зазоров между сегментами и ограничивающими упорами в тангенциальном и радиальном направлении.

В двухрядных подпятниках дополнительно измеряют и фиксируют: размеры зазоров между балансиром и стенками балансирных коробок; длины плеч балансиров.

В подпятниках на гидравлической опоре осуществляют проверку «маяков» т. е. расстояний от фиксированных мест корпуса подпятника до зеркальной поверхности диска.

5.5.4 Нарушение рабочей поверхности зеркального диска подпятника (вмятины, риски, трещины, царапины, пятна, местные выпуклости и т.д.) не допускается. Шероховатость рабочей поверхности диска подпятника (R_a) не должна превышать 0,32 мкм; на площади, не превышающей 10% общей поверхности диска, допускается шероховатость до 0,63 мкм. Если при полировании поверхности диска нарушения не удаляются, диск необходимо ремонтировать в заводских условиях.

5.5.5 Допуск прямолинейности рабочей поверхности диска подпятника в радиальном направлении:

- 0,03 мм при диаметре диска до 2 м;
- 0,04 мм при диаметре диска свыше 2 м.

5.5.6 Допуск полного торцевого биения рабочей поверхности диска подпятника относительно шеек вала гидроагрегата, замеренного при проверке линии вала:

- 0,1 мм для подпятников на жесткой опоре, имеющих ЭМП-покрытие рабочей поверхности сегментов (0,06 мм для однорядных подпятников на гидравлической опоре, имеющих ЭМП-покрытие рабочей поверхности сегментов);
- 0,08 мм для однорядных подпятников на жесткой опоре, имеющих баббитовое покрытие рабочей поверхности сегментов.

5.5.7 Повреждение электрической изоляции между диском подпятника и ступицей, а также изоляционных гильз, втулок, шайб и прокладок крепежных деталей не допускается. Величина омического сопротивления изоляции диска подпятника должна быть не менее 1,0 МОм при температуре 10–30°C.

5.5.8 Баббитовая поверхность опорного сегмента не должна иметь крупных натиров, вмятин и рисок. Шероховатость баббитовой поверхности опорного сегмента (R_a) не должна превышать 0,63 мкм. Число пятен контакта должно быть не менее девяти на площади $25 \times 25 \text{ мм}^2$, или не менее одного-двух на каждый см^2

Требования к поверхности опорных сегментов с ЭМП-покрытием устанавливаются конструкторской документацией.

5.5.9 Общая площадь отслоения баббитового покрытия не должна превышать 10% площади опорного сегмента. Отслоение баббита по периметру опорного сегмента не допускается.

5.5.10 Отслаивание фторопласта от слоя бронзовой проволоки недопустимо.

5.5.11 Уменьшение толщины баббита опорных сегментов более чем на 25% не допускается.

Уменьшение толщины фторопластовой накладки в соответствии с требованиями конструкторской документации. Визуальный контроль осуществляют по кольцевым рискам на сегментах.

5.5.12 Сопряжение верхней части опорного сегмента с основанием (при двуслойных сегментах) должно быть плотным.

Допустимый зазор между верхней и нижней частями по контуру сегмента в ненагруженном состоянии должен быть не более 0,03 мм.

Шероховатость сопрягаемых поверхностей (R_z) не должна превышать 20 мкм.

5.5.13 Прилегание основания опорного сегмента к бурту тарельчатой опоры должно быть плотным и равномерным.

При необходимости провести шабрение сопрягаемых поверхностей».

5.5.14 Шероховатость поверхности тарельчатой опоры в месте контакта с опорным болтом не должна превышать 1,25 мкм.

5.5.15 Смятие сферической головки опорных болтов или вкладыша более 0,05 мм не допускается. При больших значениях смятия производится замена болтов или вкладышей.

Закалочные и шлифовальные трещины на сферической поверхности болта или вкладыша не допускаются.

5.5.16 Нагрузка на подпятник должна быть распределена между сегментами равномерно.

При этом нагрузки на отдельные сегменты подпятников на винтовой опоре не должны отличаться более чем на 5% для подпятников с баббитовыми сегментами и на 10% для подпятников с ЭМП–сегментами.

В подпятниках на гидравлической опоре рабочие поверхности сегментов должны быть расположены в одной плоскости. Допускаемое проседание сильфонов (отклонение поверхностей сегментов относительно общей прилегающей плоскости) не должно составлять более 0,2 мм для подпятников с баббитовыми сегментами и 0,35 мм для подпятников с ЭМП–сегментами.

5.5.17 Эксцентриситет установки сегментов:

– радиальный эксцентриситет должен соответствовать требованиям конструкторской заводской документации с отклонениями не более 2%;

– тангенциальный эксцентриситет должен составлять 6–8% с отклонениями от среднего значения не более 1% для сегментов с ЭМП-покрытием и 9-11% для сегментов с баббитовым покрытием:

- эксцентриситет установки сегментов для обратимой гидромашины должен быть 0,00 с отклонениями не более 1%.

5.5.18 Нарушение сварных соединений сборочных единиц подпятника и его масляной ванны не допускается.

5.5.19 При снятии (установке) внутренние поверхности трубных досок, крышек маслоохладителей должны быть очищены от грязи и наносов.

Нарушение целостности трубок и плотности развальцовки трубок на трубных досках не допускаются.

Допускается производить заглушку дефектных трубок, но не более 5 % от общего числа трубок в маслоохладителе.

5.5.20 Разрушение или деформация уплотнительных прокладок на перегородках трубных досок (крышек) маслоохладителя не допускается

5.5.21 Трубки маслоохладителей в случае их загрязнения дрейссеной и иными отложениями должны быть очищены и промыты.

Маслоохладитель после ремонта должен быть подвергнут гидравлическим испытаниям на прочность и плотность согласно конструкторской документации предприятия-изготовителя.

5.5.22 После 25 лет эксплуатации маслоохладители подпятника подлежат дефектации и (при необходимости) замене.

5.5.23 Нарушение уплотнений между крышкой ванны подпятника и валом (или втулкой подпятника) не допускается. Требования к техническому состоянию уплотнения в соответствии с требованиями конструкторской документации.

5.5.24 В процессе контроля за состоянием составных частей подпятника до в процессе и после их ремонта следует руководствоваться требованиями и нормами СТО 70238424.27.140.001 и СТО 70238424.27.140.031.

5.5.25 Измеренные фактические значения всех параметров, характеризующих техническое состояние подпятников, не должны выходить за пределы значений, установленных конструкторской документацией, при их отсутствии - СТО 70238424.27.140.001, а также значений, установленных на основании специальных испытаний и исследований для конкретной ГЭС, включенных в локальную нормативную документацию (производственную инструкцию, стандарт организации ГЭС).

5.6 Направляющий подшипник вала ротора гидрогенератора

5.6.1 При ремонте должны быть выполнены следующие работы по визуальному и инструментальному контролю технического состояния:

- волнообразности и шероховатости рабочей поверхности облицовки вала-надставки в зоне направляющего подшипника, вала генератора в зоне направляющего подшипника, опорных конструкций подшипника, в том числе с

применением неразрушающих методов контроля для выявления трещинообразования до начала и после завершения ремонта;

- плотности прилегания облицовки к металлу вала генератора (вала – надставки) в зоне направляющего подшипника с использованием метода свободных колебаний;

- опорных болтов, упоров сегментов направляющего подшипника, изоляции сегментов;

- системы теплоконтроля с оценкой ее работоспособности;

- уплотнения маслованны, выгородки и ванны для сбора протечек масла;

- центробежного насоса с оценкой его работоспособности.

5.6.2 Рабочая поверхность баббита должна быть чистой, без посторонних включений и следов структурных изменений из-за повышенного нагрева (темные и матовые пятна, местные подплавления баббита, повышение твердости и хрупкости поверхностного слоя).

5.6.3 Качество пришабривания баббитовой поверхности сегментов по валу считается удовлетворительным, если образуется не менее одного - двух пятен контакта на 1 см² рабочей поверхности сегмента. Отслоение баббита от стального основания сегмента не допускается

5.6.4 Зазоры в направляющих подшипниках с баббитовыми сегментами между валом и вкладышем (сегментами) должны соответствовать требованиям конструкторской документации. При отсутствии таких требований при выставлении зазоров допустимо ориентироваться на данные таблицы 5.1.

Отклонение размеров зазоров на отдельных сегментах допускается в пределах $\pm 10\%$.

Таблица 5.1 – Нормальные и максимально допустимые зазоры в баббитовых направляющих подшипниках (кольцевых и сегментных) вертикальных гидрогенераторов

Диаметр шейки вала, мм	Значения зазора на диаметр, мм	
	минимальное	максимальное
260-360	0,18	0,27
360-500	0,22	0,32
500-630	0,26	0,40
630-800	0,30	0,45
800-1000	0,34	0,53
1000-1250	0,38	0,58

Диаметр шейки вала, мм	Значения зазора на диаметр, мм	
	минимальное	максимальное
1250-1600	0,40	0,60
свыше 1600	0,40	0,60

5.6.5 При монтаже сегментов должна быть обеспечена изоляция от подшипниковых токов. Сопротивление изоляции должно быть не менее 1,0 МОм.

5.6.6 Уплотнение вала в крышке маслованны подшипника должно обеспечивать защиту гидрогенератора (а также другого оборудования) от замасливания протечками и парами масла, уплотнительные элементы (резина, войлок, кожа) должны обеспечивать плотный контакт с валом. Уплотнение должно работать, не вызывая местных перегревов в зоне контакта с валом гидрогенератора.

5.6.7 Нарушение масляного уплотнения между валом (или надставкой вала) и нижней крышкой (на зонтичных генераторах) не допускается.

5.6.8 Уменьшение толщины баббитового слоя (покрытия) сегмента не должно быть более 25%.

5.6.9 Смятие поверхности сухаря в месте сопряжения с опорным болтом не должно быть более 0,1 мм. Допуск плоскостности 0,1 мм. Шероховатость поверхности (Ra) не должна быть более 1,25 мкм.

5.6.10 Смятие сферической поверхности болта более 0,05 мм не допускается, диаметр площади смятия не должен быть более 10 мм.

5.6.11 Нарушение резьбового соединения опорного болта и втулки (смятие резьбы, повышенные зазоры) не допускается.

5.6.12 Нарушение сварных соединений (непровары, подрезы, трещины) не допускается.

5.6.13 При снятии (установке) внутренние поверхности трубных досок, крышек маслоохладителей ВМП (НМП) должны быть очищены от грязи и наносов.

Нарушение целостности трубок и плотности развальцовки трубок на трубных досках не допускаются.

Допускается производить заглушку дефектных трубок, но не более 5 % от общего числа трубок в маслоохладителе.

5.6.14 Разрушение или деформация уплотнительных прокладок на перегородках трубных досок (крышек) маслоохладителя не допускается

5.6.15 Дефекты маслоохладителей при загрязнении трубок дрейсенной, отложениями удалить путем очистки и промывки трубок.

Маслоохладитель после ремонта должен выдерживать гидравлические испытания на прочность и плотность согласно конструкторской документации предприятия изготовителя.

5.6.16 После 25 лет эксплуатации маслоохладители ВНП (ННП) подлежат дефектации и замене (при необходимости).

5.6.17 Зазор между втулкой подшипника гидрогенератора и сегментами должен соответствовать требованиям конструкторской документации. Сопряжения сегментов корпусов уплотнений между собой, корпусов уплотнений и внутренней выгородки с масляной ванной должны быть уплотнены, чтобы предотвратить утечку масла и его паров.

5.6.18 Дефектация и оценка качества ремонта направляющих подшипников гидрогенератора с масляной смазкой в процессе эксплуатационных испытаний на работающем гидроагрегате производится по следующим показателям: биение вала в зоне направляющих подшипников, уровень вибрации корпусов маслованн, температура вкладышей, сегментов, масла, уровень масла в маслованне, отсутствие воды в масле, отсутствие протечек масла. Значения контрольных показателей должны соответствовать требованиям конструкторской документации, вибрация не должна превышать значений, установленных СТО 70238424.27.140.001, ГОСТ Р 55260.2.2. Температура сегментов баббитового подшипника не должна превышать 70°C. Значения предупредительных и аварийных уставок должны соответствовать требованиям конструкторской документации на подшипник и эксплуатационной документации.

5.7 Крестовины и перекрытия

5.7.1 При ремонте должны быть выполнены следующие работы по визуальному и инструментальному контролю технического состояния:

- контроль геометрических размеров и центровки крестовин относительно оси гидроагрегата в плане и по высоте, контроль «маяков» установки крестовин по распорным домкратам от стакана генератора;

- контроль технического состояния перекрытий шахты гидротурбины и воздухоразделяющих щитов;

- выявление трещинообразования на металлоконструкциях лап, распорных домкратах и центральной части крестовин неразрушающими методами контроля;

- контроль технического состояния крепежных элементов с проверкой усилий затяжки, контроль сварных соединений с использованием неразрушающих методов контроля.

5.7.2 Крестовины, опорные конструкции, перекрытия и воздухоразделяющие щиты должны быть очищены от загрязнений и после

ремонта покрыты эмалью в соответствии с требованиями конструкторской документации.

5.7.3 Нарушение сварных соединений (трещины, непровары, подрезы) в крестовинах, опорных конструкциях перекрытия и воздухоразделяющих щитов не допускается.

5.7.4 Ослабление плотности резьбовых соединений крестовины и статора, лап крестовины и центральной части (или ванны подшипника), опорных конструкций перекрытия, настила перекрытия и воздухоразделяющих щитов не допускается. Значения моментов затяжки резьбовых соединений – в соответствии с требованиями конструкторской документации, при отсутствии таких требований – в соответствии с приложением Б.

5.7.5 Зазоры между воздухоразделяющими щитами и ротором должны соответствовать требованиям конструкторской документации.

5.7.6 Настил перекрытия должен быть уплотнен. Зазоры между металлическими сегментами перекрытия не должны превышать 2 мм.

5.7.7 Центровка верхней крестовины по лапам с помощью распорных домкратов осуществляется по «маякам». Контрольные расстояния (маяки) располагаются между лапой крестовины и закладной деталью на стакане генератора.

5.7.8 Распорные домкраты верхней крестовины необходимо нагружать с применением мостового крана через динамометр с контролем за перемещением крестовины в горизонтальной плоскости по индикаторам часового типа, с обязательной контровкой болтов распорных домкратов контровочной гайкой и креплением лап верхней крестовины после раскрепления от стенок стакана к верхней полке корпуса статора генератора.

5.7.9 Вертикальные и горизонтальные стыки воздухоразделяющих щитов должны быть уплотнены.

5.8 Косвенное воздушное охлаждение. Воздухоохладители

5.8.1 При ремонте должны быть выполнены следующие работы по визуальному и инструментальному контролю технического состояния:

- визуальная оценка состояния систем воздушного охлаждения;
- проведение гидравлических испытаний на плотность и прочность трубопроводов охлаждения статора главного гидрогенератора, подпятника и верхнего и нижнего направляющих подшипников.

5.8.2 Оребрение и наружные поверхности воздухоохладителей должны быть очищены от загрязнений и замасливания. Площадь повреждения оребрения не должна быть более 15% площади, доступной для осмотра. При

большей площади повреждения необходимо исправить оребрение; при невозможности исправления следует заменить воздухоохладитель.

Допускается наличие смятых и погнутых не более 0.5% от общего количества ребер, доступных для осмотра.

5.8.3 Внутренние поверхности трубок, поверхности трубных досок, крышек и камер воздухоохладителей должны быть очищены от отложений и загрязнений.

Покрытия внутренних полостей должны соответствовать требованиям конструкторской документации.

5.8.4 Нарушение целостности трубок и плотности развальцовки трубок в трубных досках не допускается.

Допускается производить заглушку дефектных трубок. Число заглушенных трубок не должно превышать 5% от их общего числа в воздухоохладителе.

5.8.5 После 25 лет эксплуатации крышки воздухоохладителей подлежат дефектации и замене (при необходимости) на новые.

5.8.6 Разрушение или деформация уплотнительных прокладок (перегородок) между камерами воздухоохладителя не допускается.

5.8.7 Нарушение плотности соединения воздухоохладителя и крышек, а также разрушение уплотняющих прокладок между ними не допускается.

5.8.8 Воздухоохладитель после ремонта должен быть подвергнут гидравлическим испытаниям давлением согласно требованиям конструкторской документации, при отсутствии указаний - требованиям [5].

5.8.9 Дефекты воздухоохладителей, вызванные засорением трубок или образованием воздушных пробок, следует устранить путем удаления закупорок, очистки разделительных досок с последующим проведением гидравлических испытаний на прочность и плотность с двукратным превышением рабочего давления.

5.9 Система торможения

5.9.1 При ремонте должны быть выполнены следующие работы по визуальному и инструментальному контролю технического состояния:

- визуальный и инструментальный контроль при проведении гидравлических испытаний системы торможения на плотность и прочность перед началом и после завершения ремонта;
- выявление и восстановление шероховатости поверхности плунжерной пары;
- определение состояния и замена маслосъемных манжет;
- определение состояния тормозных колодок и фрикционных подушек;

- оценка работоспособности системы торможения от системы сжатого воздуха;
- оценка работоспособности колонки торможения в автоматическом режиме с участием концевых выключателей, регистрирующих положение тормозной колодки в состоянии покоя;
- оценка состояния запорной арматуры, предохранительных клапанов; проверка манометров колонки торможения и установки для подъема ротора главного гидрогенератора на тормозах-домкратах.

5.9.2 Протечки масла из тормозных цилиндров и соединительных трубопроводов через манжеты и уплотнительные кольца не допускаются. Гидравлические испытания системы торможения на прочность и плотность проводят в соответствии с требованиями конструкторской документации.

5.9.3 Износ, деформация и разрушение манжет тормозного цилиндра не допускаются. При необходимости манжеты должны быть заменены.

5.9.4 Перемещение поршня вверх (вниз) и упорного поворотного кольца (стопорящей гайки) должно быть свободным, без заеданий.

5.9.5 Замасливание рабочей поверхности фрикционных подушек (тормозной колодки) не допускается.

5.9.6 Предельный износ фрикционной подушки (тормозной колодки) устанавливается конструкторской документацией, при ее отсутствии износ не должен превышать 40% толщины подушки; сколы и трещины на рабочей поверхности не допускаются.

5.9.7 В соответствии с СТО 70238424.27.140.019 должна быть предусмотрена установка концевых выключателей при подъеме ротора на тормоза-домкраты и для фиксации положения тормозов после окончания процесса торможения (состояние покоя).

5.10 Генератор регуляторный

5.10.1 Регуляторный генератор должен быть очищен от пыли, загрязнений и замасливания.

5.10.2 Перед началом ремонта и после его завершения должны быть проведены работы по контролю concentричности воздушного зазора и магнитной оси и проверке геометрических размеров путем проворота ротора главного гидрогенератора на 360° (минимально по 8 точкам).

5.10.3 Нарушение изоляции обмотки статора не допускается. Испытания изоляции производят согласно требованиям [2] и СТО 70238424.27.140.001, ГОСТ Р 55260.2.2.

5.10.4 Ослабление крепления полюсов ротора не допускается

5.10.5 Ослабление закрепления обмотки статора в пазу не допускается.

5.10.6 Нарушение контактных соединений обмотки статора не допускается.

5.10.7 Нарушение болтового соединения выводов обмотки статора в клеммной сборке не допускается.

5.10.8 Снижение напряжения генератора более чем на 10% от номинального не допускается в соответствии с ГОСТ 5616.

При отклонениях напряжения от $\pm 5\%$ до $\pm 10\%$ допустимые нагрузки генераторов должны быть снижены.

5.10.9 Должна быть выполнена проверка намагничивания постоянных магнитов с последующим (при необходимости) устранением их размагничивания.

5.10.10 При перецентровке статора регуляторного генератора цилиндрические штифты следует заменить, отверстия под них выполнить заново.

5.11 Система теплового контроля

5.11.1 Поврежденные и неправильно показывающие термосопротивления и датчики температуры должны быть заменены с соблюдением условий по СТО 70238424.27.140.006. Допускается длительная эксплуатация гидрогенераторов с косвенным охлаждением при выходе из строя части термосопротивлений, если в каждой фазе генератора и в каждой зоне по длине статора генератора осталось в работе не менее одного термосопротивления, контролирующего температуру меди и стали статора.

5.11.2 Допускается оставлять в гидрогенераторе дефектные датчики температуры, обязательно отключив их от приборов–указателей и изолировав концы проводников друг от друга после согласования с предприятием-изготовителем гидрогенератора и соблюдения требований по пунктом 5.11.1 настоящего Стандарта.

5.11.3 Ослабление крепления соединительных проводов и повреждение их изоляции не допускаются.

5.11.4 Не допускаются протечки масла в местах прохода сквозь стенки конструкций соединительных проводов датчиков температур подпятников, подшипников и масла в масляных ваннах.

5.11.5 Клеммные доски (клеммные коробки) не должны иметь повреждений; их следует размещать в закрытых шкафах.

6 Требования к сборке и отремонтированному гидрогенератору

6.1 К сборке допускаются составные части, удовлетворяющие требованиям настоящего Стандарта, конструкторской и технической документации на конкретный гидрогенератор.

6.2 Сборка гидрогенератора должна производиться по конструкторской документации, разработанной предприятием-изготовителем на конкретный гидрогенератор. Требования конструкторской документации являются приоритетными для применения при ремонте, в том числе в части нормативных значений параметров сборки генератора в процессе ремонта, приведенным в разделе 7.3.

6.3 Магнитные оси ротора и статора должны совпадать.

Отклонение средней линии статора от средней линии ротора не должно быть более 0,5% высоты активной стали статора.

6.4 Величина воздушного зазора между активной сталью статора и полюсами ротора должна быть измерена вверху и внизу каждого полюса и регистрироваться, как среднее арифметическое значение.

Допуск отклонения воздушного зазора $\pm 10\%$ от его средней арифметической величины.

6.5 При провороте ротора не должны прослушиваться звуки, свидетельствующие о касании подвижных и неподвижных частей, попадании посторонних предметов, заеданий и т.п.

6.6 При сборке перед установкой очередной сборочной единицы необходимо дополнительно проверить закрепление деталей и отсутствие посторонних предметов на собранных и собираемых составных частях.

6.7 При соединении составных частей гидрогенератора через изолирующие детали сопротивление изоляции должно контролироваться последовательно в процессе сборки. Остов ротора должен быть постоянно заземлен.

6.8 Антикоррозийное покрытие поверхностей гидрогенератора и камеры холодного воздуха (шахты) следует производить в соответствии с конструкторской документацией предприятия-изготовителя гидрогенератора и (или) технической документацией изготовителя покрытия, согласованной с предприятием-изготовителем гидрогенератора и с техническим руководителем ГЭС.

6.9 Контактные поверхности токоведущих частей должны быть обезжирены.

6.10 Трубки, гибкие шланги и каналы перед сборкой гидрогенератора должны быть продуты сжатым воздухом.

6.11 Перед установкой ротора, воздухоохладителей, маслоохладителей, воздухоразделяющих щитов и других составных частей, перед закрытием люков ванн подпятника и направляющих подшипников необходимо дополнительно проверить закрепление деталей и отсутствие посторонних предметов на собранных и собираемых составных частях.

6.12 В режимах пуска и в процессе завершения ремонта гидрогенераторов должна быть обеспечена возможность контроля параметров, установленных нормативной документацией и настоящим Стандартом.

6.13 Показатели гидрогенератора после ремонта и сушки должны соответствовать нормам качества гидрогенератора в соответствии с требованиями конструкторской документации.

6.14 Эргономические показатели и показатели надежности не должны быть ниже требований по ГОСТ 5616.

6.15 Ось статора главного гидрогенератора перед началом его монтажа в кратере на постоянные фундаменты должна совпадать с осью гидроагрегата (осью гидротурбины).

6.16 Магнитная ось статора главного гидрогенератора должна быть выверена относительно фланца вала гидротурбины или фундаментов под тормоза-домкраты.

7 Испытания и показатели качества отремонтированных гидрогенераторов

7.1 Методы проведения эксплуатационных испытаний

7.1.1 Эксплуатационные испытания гидрогенераторов для оценки качества ремонта проводятся в соответствии с [2], ГОСТ 10169 и СТО 70238424.27.140.001, ГОСТ Р 55260.2.2.

7.1.2 При испытаниях должны быть определены:

– сопротивление изоляции обмоток относительно корпуса и между обмотками;

– сопротивление изоляции конструктивных элементов гидрогенератора относительно корпуса (подшипников, маслопроводов и др.);

– сопротивление изоляции термопреобразователей сопротивления относительно корпуса;

– сопротивление изоляции обмоток при постоянном токе в практически холодном состоянии;

- сопротивление изоляции термопреобразователей сопротивления при постоянном токе в практически холодном состоянии;
- сопротивление изоляции обмотки ротора при переменном токе промышленной частоты;
- электрическая прочность изоляции обмотки статора повышенным выпрямленным напряжением с измерением тока утечки (кроме гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора);
- электрическая прочность изоляции обмоток относительно корпуса и между обмотками;
- гидравлическая плотность водяной системы охлаждения обмоток статора (для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмотки статора);
- гидравлическая плотность воздухоохладителей;
- воздушный зазор между статором и ротором гидрогенератора;
- качество дистиллята (для гидрогенераторов с водяным охлаждением);
- уровень вибрации активных частей гидрогенератора;
- расхода дистиллята (для гидрогенераторов с водяным охлаждением обмоток);
- температуры активных частей и конструктивных деталей гидрогенератора по штатному контролю, а также характеристики нагрева обмотки в нагрузочных (номинальном и максимальном) режимах по согласованию с предприятием-изготовителем и диспетчерским центром;
- отклонение характеристики трехфазного короткого замыкания от исходной;
- отклонение характеристики холостого хода от исходной;
- измерение частичных разрядов в обмотке статора на остановленном и вращающемся гидрогенераторе по методикам, изложенным в СТО 70238424.27.140.001, ГОСТ Р 55260.2.2 (приложение Е, Ж).

Требования на испытания по пункту 7.1.2 настоящего Стандарта устанавливаются [2] и СТО 70238424.27.140.001, ГОСТ Р 55260.2.2, а при отсутствии в них соответствующих требований – конструкторской документацией предприятия–изготовителя.

7.1.3 Методы измерений и испытаний гидрогенераторов и их сборочных единиц должны соответствовать ГОСТ 10169, ГОСТ 11828, ГОСТ 25941, ГОСТ ИЕС 60034-1, требованиям конструкторской документации. Измерительные приборы и способы измерения должны соответствовать ГОСТ 11828.

7.2 Методика сравнения показателей качества отремонтированных гидрогенераторов

7.2.1 Методика сравнения показателей качества отремонтированного гидрогенератора основана на сопоставлении показателей качества, изменяющихся в процессе эксплуатации и ремонта. Изменяющиеся показатели качества гидрогенераторов определяют при проведении эксплуатационных испытаний до начала и после завершения ремонта.

7.2.2 Полученные при испытаниях результаты представляют собой количественные показатели качества ремонта гидрогенераторов, а также вспомогательного оборудования гидрогенераторов.

7.2.3 Показатели качества конкретного гидрогенератора в части показателей назначения и экономичности могут быть сопоставлены с нормативными.

7.2.4 Другие показатели качества и их составляющие, характеризующие состояние настраиваемых систем и узлов, сопоставляются с данными конструкторской документации и ТУ на поставку гидрогенератора.

7.3 Нормативные значения показателей состояния гидрогенераторов

7.3.1 Нормативные значения показателей состояния гидрогенераторов до начала и после завершения ремонта содержат показатели качества по ГОСТ 5616, СТО 70238424.27.140.001, [2].

7.3.2 В таблице 7.1 настоящего Стандарта приведены рекомендуемая форма отчетного документа и номенклатура показателей качества гидрогенераторов.

Таблица 7.1 – Номенклатура показателей состояния гидрогенератора до начала и после завершения ремонта

Составляющие показателей состояния	Заводские или нормативные данные *	Данные эксплуатационных и ремонтных испытаний, измерений		Примечание
		до начала капитального ремонта	после завершения капитального ремонта	
1	2	3	4	5
1. Мощность гидрогенератора, МВ•А				В соответствии с диаграммой мощности
2. Сопротивление изоляции, МОм:				При неподвижном роторе
2.1. обмотки статора				
2.2. обмотки ротора				
2.3. контактных колец				
2.4. направляющего подшипника				
2.5. подпятника				
2.6. термодатчиков с соединительными проводами, включая соединительные провода, уложенные внутри генератора				
3. Электрическое сопротивление, Ом:				При неподвижном роторе
3.1. обмотки статора на постоянном токе				
3.2. обмотки ротора:				Обмотки в целом, а также по полюсам и парам полюсов
3.2.1. на постоянном токе				
3.2.2. на переменном токе промышленной частоты				
3.3. контактного соединения катушек полюсов на постоянном токе				
4. Диэлектрические характеристики				
4.1. изоляции обмотки статора:				
4.1.1. при испытаниях повышенным выпрямленным напряжением				
4.1.2. при испытаниях повышенным напряжением промышленной частоты				
4.2. изоляции обмотки ротора при испытаниях повышенным напряжением промышленной частоты				
5. Частичные разряды в обмотке статора**				
5.1. При неподвижном роторе				
5.2. В нагрузочном режиме				
6. Температуры активных частей гидрогенератора и охлаждающей среды, °С				
6.1. обмотки статора				В нагрузочном

1	2	3	4	5
6.2. обмотки ротора				режиме
6.3. сердечника статора				
6.4. вкладышей направляющих подшипников				
6.5. подпятника:				
6.5.1. сегментов				
6.5.2. масла в маслованне				
6.6. охлаждающего дистиллята на входе к обмотке статора				
6.7. охлаждающей воды на входе в газоохладители				
6.8. охлаждающего газа:				
6.8.1. на входе в газоохладители				
6.8.2. на выходе из газоохладителей				
7. Воздушный зазор между статором и ротором, мм***				
7.1. при вращении ротора				
7.2. при неподвижном роторе				
8. Потери в сердечнике статора, Вт/кг				При вынутом роторе
9. Плотность прессовки сердечника статора с применением тарировочного ножа, мм				
9.1. при вынутом роторе или вынутых 1–2–х полюсах с проворотом ротора				
10. Плотность посадки обода на спицах ротора, мм				
10.1. по величине аксиальных статических перемещений обода относительно спиц				При подъеме ротора на тормозах
11. Плотность водяной системы охлаждения обмотки статора				
12. Вибрация, вибросмещение, мкм,				
12.1. направляющих подшипников:				
12.1.1. биение вала				
12.2. опорных конструкций валопровода				
12.3. сердечника статора:				
12.3.1. радиальная составляющая «полусной» частоты				Режимы х.х. с возбуждением, нагрузочный
12.3.2. ****радиальная составляющая «оборотной» и кратной ей частот				Режимы х.х. без и с возбуждением, нагрузочный
12.4. лобовых частей обмотки статора				
13. Исправность щеточно–контактного аппарата				
13.1. вибрация и бой контактных колец, мкм				
13.2. искрение щеток				
13.3. загрязнение контактных колец, повышенный износ щеток				

1	2	3	4	5
13.4. перегрев контактных колец и щеток				

* На каждой ГЭС этот столбец рекомендуется заполнить конструкторскими или нормативными показателями, принятыми как номинальные (допустимые) для гидрогенераторов, установленных на ГЭС.

** Согласно ГОСТ Р 55260.2.2 Приложение Е, Ж

*** Согласно ГОСТ Р 55260.2.2 Приложение Л

**** Согласно ГОСТ Р 55260.2.2 Приложение Б

8 Требования к оформлению технической документации по ремонту

8.1 При выполнении ремонта следует использовать конструкторскую документацию заводов-изготовителей оборудования (чертежи, инструкции и др.). При отсутствии конструкторской документации следует использовать руководящие документы и технологические инструкции общего назначения, разработанные специализированными организациями, а также ранее разработанную ремонтную документацию.

8.2 Формирование необходимой для выполнения ремонта документации осуществляется эксплуатирующей организацией с привлечением для ее разработки предприятий-изготовителей оборудования, ремонтных и специализированных организаций.

8.3 Руководители работ предприятий, участвующих в ремонте, предъявляют приемочной комиссии необходимую документацию, составленную в процессе ремонта в соответствии с Правилами ТОИР, в том числе:

- ведомость выполненных работ по ремонту;
- протоколы технических решений по выявленным, но не устраненным дефектам;
- протоколы испытаний, карты измерений;
- результаты входного контроля;
- сертификаты на использованные в процессе ремонта материалы и запасные части;
- протоколы опробования отдельных видов оборудования;
- акты на скрытые работы;
- другие документы по согласованию эксплуатирующей организации и организации-исполнителя ремонта.

8.4 Документация предъявляется приемочной комиссии не позднее, чем за двое суток до окончания ремонта. Примерный перечень технической

документации приведен в приложении Б. Ее конкретный перечень для ремонтируемого гидроагрегата должен быть утвержден техническим руководителем ГЭС.

9 Требования к обеспечению безопасности

9.1 Гидрогенератор после ремонта должен соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0 и ГОСТ 12.2.007.1, СТО 70238424.27.140.012, СТО 70238424.27.140.019, СТО 70238424.27.140.006, настоящего Стандарта.

При выполнении ремонтных работ должны соблюдаться «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок», утвержденные Приказом Минтруда России № 903н

9.2 Все ограждения подвижных и вращающихся частей гидрогенератора и перекрытия должны быть восстановлены в соответствии с требованиями конструкторской документации.

9.3 Перед разборкой маслonaполненных узлов и механизмов должна быть обеспечена защита от попадания масла в проточный тракт турбины.

9.4 Гидрогенератор должен быть оснащена исправным специальным инструментом для сборки и разборки оборудования, съемными перекрытиями, а также приспособлениями для механизации работ, обеспечивающими удобство и безопасность обслуживающего персонала при выполнении монтажных и ремонтных работ.

9.5 Проемы, полости, отверстия, которые открываются при разборке гидрогенератора, должны оборудоваться специальными ограждениями, лестницами, переходами, которые описаны в ТК и ППР, чтобы избежать травмирования ремонтного и эксплуатационного персонала, а также попадания посторонних предметов.

9.2 Все ограждения гидрогенератора и площадки, на которых они установлены, должны быть восстановлены в соответствии с требованиями конструкторской документации.

10 Гарантии организации-исполнителя ремонта

10.1 Гарантии организации-исполнителя ремонта должны соответствовать требованиям Гражданского кодекса Российской Федерации (статьи 722-725) и СТО 70238424.27.140.031, СТО РусГидро 02.01.62.

10.2 Организация-исполнитель ремонта должна гарантировать соответствие отремонтированного оборудования нормам и требованиям нормативной и технической документации, в соответствии с которой

осуществлялось выполнение ремонтных работ и производилась приемка оборудования из ремонта.

10.3 Гарантийный срок эксплуатации должен составлять не менее 12 месяцев с момента включения оборудования после ремонта под нагрузку или гарантийную наработку не менее 5300 часов при соблюдении Заказчиком правил эксплуатации отремонтированного оборудования.

10.4 Исполнитель обязуется производить в течение гарантийного периода эксплуатации устранение всех неисправностей, возникших из-за дефектов ремонта своими силами и за свой счет, или компенсировать затраты по выполнению таких работ.

10.5 Гарантийный период эксплуатации увеличивается на время простоя гидрогенератора, необходимое на устранение дефекта. Потери от простоя агрегата в ремонте по этим причинам компенсируются исполнителем.

10.6 Все гарантии должны быть включены в состав договора подряда с ремонтными организациями.

Приложение А (рекомендуемое)
Средства измерений и технического контроля

Средства измерения	Наименование и условное обозначение средств измерений, ГОСТ
Линейка поверочная АД–0–320 Линейка поверочная ШП–1–400 Линейка поверочная стальная, двутаврового сечения ШД 2500x100x20	ГОСТ 8026 Линейки поверочные. Технические условия
Измерительная металлическая линейка длиной 500 и 1000 мм	ГОСТ 427 Линейки измерительные металлические. Технические условия
Рулетка металлическая измерительная с пределом измерений до 5000 мм РЗ-5	ГОСТ 7502 Рулетки измерительные металлические. Технические условия
Рулетка металлическая измерительная с пределом измерений до 10000 мм РЗ-10	ГОСТ 7502 Рулетки измерительные металлические. Технические условия
Штангенциркуль ШЦ–1–125–0,1 с двусторонним расположением губок	ГОСТ 166 Штангенциркули. Технические условия
Штангенциркуль ШЦ–3-630-0,1	ГОСТ 166 Штангенциркули. Технические условия
Штангенциркуль с нониусом 0,05 с пределом измерений 200, 300 и 500 мм	ГОСТ 166 Штангенциркули. Технические условия
Штангенциркуль–глубиномер ШГ-160 с пределом измерений 300 мм	ГОСТ 162 Штангенглубиномеры. Технические условия
Микрометр МК 25-2	ГОСТ 6507 Микрометры. Технические условия
Микрометры с ценой деления 0,01 мм и пределом измерений 0-25, 25-100, 400-500, 500-600 мм	ГОСТ 6507 Микрометры. Технические условия
Нутрометр микрометрический 150-1250	ГОСТ 10-88
Нутрометр микрометрический до 10000 мм	ГОСТ 10-75 и 17217
Индикатор ИЧ-02 класса 0	ГОСТ 577 Индикаторы часового типа с ценой деления 0,01 мм. Технические условия
Индикатор часового типа, с ценой деления 0,01, ИЧ-1011	ГОСТ 577 Индикаторы часового типа с ценой деления 0,01 мм. Технические условия
Штатив для индикатора ШМ-1	ГОСТ 10197-70. Стойки и штативы для измерительных головок. Технические условия.
Щупы (наборы №№ 1,2,3,4) класс точности 2	ТУ 2–034–225–87 Щупы. Технические условия.
Скобы	ГОСТ 11098 Скобы с отсчетным устройством. Технические условия
Динамометр пружинный ДПУ-2-1	ГОСТ 13837 Динамометры общего назначения. Технические условия
Измеритель шероховатости поверхности, образцы шероховатости	ГОСТ 9378 Образцы шероховатости поверхности (сравнения). Общие технические условия
Угломеры с нониусом	ГОСТ 5378-88 Угломеры с нониусом. Технические условия
Угольник УЛП-0-250	ГОСТ 3749-77 Угольники поверочные 90 град. Технические условия
Угольник УШ-0-630	ГОСТ 3749-77 Угольники поверочные 90 град. Технические условия
Угольник поверочный плоский УП, тип 1, Н-250, 200 мм	ГОСТ 3749-77 Угольники поверочные 90 град. Технические условия
Угольник поверочный, 400 мм	ГОСТ 3749-77 Угольники поверочные 90 град. Технические условия
Угольник с широким основанием УШ, Н-250	ГОСТ 3749-77 Угольники поверочные 90 град. Технические условия

Средства измерения	Наименование и условное обозначение средств измерений, ГОСТ
Циркуль 784-0021, циркули 200, 300, 500	ГОСТ 24472-80 Инструмент разметочный. Циркули. Типы и основные размеры.
Шаблон резьбовой дюймовый	ГОСТ 519-77 Шаблоны резьбовые. Технические условия.
Шаблон резьбовой метрический	ГОСТ 519-77 Шаблоны резьбовые. Технические условия.
Уровень брусковый 400 мм П гр	ГОСТ 9392 Уровни рамные и брусковые. Технические условия
Уровень рамный 400 мм П гр	ГОСТ 9392 Уровни рамные и брусковые. Технические условия
Нивелир со штативом и рейкой НВ-1	ГОСТ 10528 Нивелиры. Общие технические условия.
Отвесы стальные строительные диаметром 25 и 30 мм	ГОСТ 7948-80 Отвесы стальные строительные. Технические условия
Лупа 5–10х ЛП–6х	ГОСТ 25706 Лупы. Типы, основные параметры. Общие технические требования
Молоток масса 0,2–0,3 кг	ГОСТ 2310 Молотки слесарные стальные. Технические условия
Плита поверочная 630х630 мм	ГОСТ 10905 Плиты поверочные и разметочные. Технические условия
Динамометрический ключ	ГОСТ 25605 Ключи гаечные торцовые немеханизированные приводные и соединительные части. Общие технические условия,
Мегаомметр М 4100/1-5 на 1000 В	ТУ 25–04.2131–78
Секундомер	ГОСТ 5072 Секундомеры механические. Технические условия. Класс точности 2
Термометр	ГОСТ 13646 Термометры стеклянные ртутные для точных измерений. Технические условия
Виброметр	ГОСТ 26044 Вибрация. Аппаратура для эксплуатационного контроля вибрационного состояния энергетических гидротурбинных агрегатов. Общие технические требования
Измеритель биения вала	Основные технические требования: Частотный диапазон 0-20Гц; Диапазон размаха биений 30-2000 мкм; Неравномерность АЧХ в рабочем диапазоне частот 10%

Приложение Б (рекомендуемое)

Примерный перечень технической документации по капитальному ремонту гидрогенератора со вспомогательным оборудованием по узлам установки

1. Статор главного гидрогенератора

1. Ведомость планируемых работ
2. Акт дефектации
3. Протоколы электрических (высоковольтных) испытаний
4. Формуляр измерения воздушного зазора между ротором и статором
5. Воздушный зазор и магнитная ось регуляторного генератора
6. Формуляр измерения формы статора
7. Формуляр измерения относительного положения ротора и статора
8. Ведомость выполненных работ
9. Акт приемки узла

2. Ротор главного гидрогенератора

1. Ведомость планируемых работ.
2. Акт дефектации.
3. Формуляр измерения формы ротора
4. Формуляр распределения полюсов на обode ротора по массе
5. Формуляр проверки концентричности ротора по полюсам
6. Формуляр проверки концентричности ротора по железу обода ротора
7. Формуляр проверки затягивания болтов фланцевых соединений втулка ротора – вал гидротурбины
8. Формуляр проверки линии вала гидроагрегата
9. Протоколы электрических (высоковольтных) испытаний
10. Ведомость выполненных работ
11. Акт приемки узла

3. Система охлаждения главного гидрогенератора

1. Ведомость планируемых работ
2. Акт дефектации
3. Протокол гидравлических испытаний воздухоохладителей и трубопроводов системы охлаждения гидрогенератора
4. Ведомость выполненных работ
5. Акт приемки узла

4. Генераторный подшипник

1. Ведомость планируемых работ
2. Акт дефектации
3. Формуляр маяков и зазоров (до начала и после завершения ремонта).

4. Формуляр состояния сегментов генераторного подшипника
5. Протокол замера изоляции сегментов генераторного подшипника
6. Протоколы хим. анализа масла из ванны до и после ремонта
7. Протокол гидравлического испытания маслоохладителей и системы охлаждения генераторного подшипника
8. Формуляр обтяжки верхней крестовины (при выполнении работ)
9. Ведомость выполненных работ
10. Акт приемки на чистоту маслованны
11. Акт приемки узла

5. Подпятник

1. Ведомость планируемых работ
2. Акт дефектации
3. Формуляр состояния сегментов подпятника
4. Формуляр измерения положения и толщины клиновой прокладки между зеркалом и ступицей
5. Формуляр контроля смятия поверхности опорных болтов и тарельчатых опор подпятника
6. Формуляр распределения нагрузки на сегменты подпятника
7. Формуляр контроля объема масла в гидросистеме подпятника
8. Протокол гидравлических испытаний маслоохладителей и трубопроводов подпятника
9. Протоколы хим. анализа масла из ванны до и после ремонта
10. Протокол замера изоляции зеркального диска подпятника
11. Ведомость выполненных работ
12. Акт приемки маслованны подпятника на чистоту
13. Акт приемки узла

6. Система торможения

1. Ведомость планируемых работ
2. Акт дефектации
3. Протокол гидравлических испытаний системы торможения, включая установку подъема ротора на тормозах-домкратах
4. Формуляр измерения волны тормозного диска в радиальном и тангенциальном направлениях
5. Формуляр проверки зазоров между тормозным диском и тормозными домкратами. Прокладки под тормоза
6. Ведомость выполненных работ
7. Акт приемки узла

7. Система пожаротушения генератора

Акт проверки автоматической системы пожаротушения генератора

8. Гидрогенератор в целом

1. Протокол вибрационных испытаний до ремонта гидрогенератора.

2. Протокол вибрационных испытаний после ремонта гидрогенератора.
3. Ведомость основных параметров технического состояния гидрогенератора станционный № ... до и после ремонта.
4. Акт на приемку из капитального ремонта гидрогенератора станционный №

П р и м е ч а н и я:

1. Поузловые ведомости планируемых и выполненных работ могут быть объединены в составе общей ведомости планируемых и выполненных работ по гидрогенератору.
2. Поузловые акты дефектации могут быть объединены в едином Акте дефектации по гидрогенератору, но в этом случае в составе документации по узлам гидрогенератора должны быть представлены Акты выявленных дефектов, составляемые после вскрытия и обследования узла.

Библиография

[1] СО 153-34.45.608-91 (РД 34.45.608-91) Типовое положение по определению необходимости полных перемоток статоров турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов. /Утв. Главтехупр. Минэнерго СССР 19.12.91. Разработан ВНИИЭ.

[2] СО 34.45-51.300-97 (РД 34.45-51.300-97) Объем и нормы испытаний электрооборудования 6-е издание (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.10.2006) /Утв. Департаментом науки и техники РАО «ЕЭС России» 08.05.97. Разработан АО «Фирма ОРГРЭС», АО ВНИИЭ, АО «Уралтехэнерго».

[3] ТТИ 388500.345.25200.00007 Применение пожаробезопасных технических моющих средств при ремонтах турбо- и гидрогенераторов. Типовая технологическая инструкция, ВПО Союзэнергоремонт, срок действ. с 21.09.87

[4] ТТИ 388500.345.25001.00003 Уплотнение стыковых соединений составных сердечников статоров вертикальных гидрогенераторов. Типовая технологическая инструкция, ВПО Союзэнергоремонт, срок действ. с 23.02.87

[5] Технические условия на монтаж гидроагрегатов. Утверждены решением Главного производственно-технического управления по строительству Минэнерго СССР от 30.04.74 № 117. Разработаны Ленинградским филиалом института «Оргэнергострой».

УДК ОКС 03.080.10 Код продукции 33 8400 5
 03.120
 27.140
 29.160.20

Ключевые слова: гидрогенератор, капитальный ремонт, технические условия

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

Исполнительный директор



Лушников О.Г.

Исполнитель

Главный эксперт
Ассоциации
"Гидроэнергетика России"



Усталова Т. П.