Приложение 1
к приказу ПАО «РусГидро»
от 13.09.2022 №686

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

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

ГИДРОГЕНЕРАТОРЫ.

Общие технические условия на капитальный ремонт.

Нормы и требования

СТО РусГидро 02.03.69 - 2022

Издание официальное

Москва – 2022

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	Департаментом технического регулирования в соответствии с рекомендацией Комиссии по техническому регулированию ПАО «РусГидро» (протокол от 06.06.2022 № 20)
3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	Приказом ПАО «РусГидро» от 13.09.2022 №686
4 ВВЕДЕН	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 ПАО «РусГидро»

Содержание

Введение I
1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 2
3 Термины, определения, сокращения 4
4 Общие технические требования 6
4.1. Общие положения 6
4.2 Требования к метрологическому обеспечению ремонта гидрогенераторов 8
4.3 Требования к маркировке составных частей гидрогенераторов при ремонте 9
4.4 Требования к работам, производящимся при разборке гидрогенератора 9
4.5 Требования к крепёжным деталям, используемым в соединениях узлов (деталей) гидрогенератора 11
4.6 Требования к уплотняющим деталям, используемым при ремонте гидрогенераторов 12
4.7 Требование к электрическим контактным соединениям при проведении ремонта гидрогенераторов 13
4.8 Требования к материалам и запасным частям, применяемым при ремонте гидрогенераторов 13
5 Требования к составным частям гидрогенераторов при проведении ремонта 13
5.1 Статор главного гидрогенератора 13
5.2 Обмотка статора и детали ее крепления. Соединительные и выводные шины 16
5.3 Ротор главного гидрогенератора 20
5.4 Токоподвод, щеточно–контактный аппарат 24
5.5 Подпятник гидрогенератора 26
5.6 Направляющий подшипник гидрогенератора 30
5.7 Крестовины и перекрытия 33
5.8 Косвенное воздушное охлаждение. Воздухоохладители 34
5.9 Система торможения 35
5.10 Генератор регуляторный 36
5.11 Система теплового контроля 36
6 Требования к сборке и отремонтированному гидрогенератору 37

7 Испытания и показатели качества отремонтированных гидрогенераторов.38
7.1 Методы проведения эксплуатационных испытаний 38
7.2 Методика сравнения показателей качества отремонтированных гидрогенераторов.....40
7.3 Нормативные значения показателей состояния гидрогенераторов 40
8 Требования к оформлению технической документации по ремонту 43
9 Требования к обеспечению безопасности.....44
Приложение А (рекомендуемое) Перечень технической документации по капитальному ремонту гидрогенератора со вспомогательным оборудованием по узлам установки.....45
Приложение Б (рекомендуемое) Номенклатура и регламентированный объем работ 47
Библиография.....55

Введение

Стандарт организации ПАО «РусГидро» 02.03.69-2022 «Гидрогенераторы. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования» (далее – Стандарт) разработан в соответствии с требованиями Федерального закона Российской Федерации от 29.06.2016 № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации».

Стандарт является нормативным документом, устанавливающим общие требования, выполнение которых необходимо в процессе капитального ремонта гидрогенераторов.

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.

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

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ ПАО «РусГидро»

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

1 Область применения

1.1 Стандарт 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 Стандарт устанавливает технические требования к составу работ, к контролю выполнения работ и к оценке качества ремонта гидрогенераторов.

1.3 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).

1.4 Требования Стандарта могут быть применены при текущем ремонте гидрогенераторов.

1.5 Требования Стандарта обязаны выполнять любые сторонние организации, выполняющие работы (оказывающие услуги) в области его применения по договорам с ПАО «РусГидро», если эти организации в установленном порядке присоединились к Стандарту, или если обязательство исполнения требований Стандарта включено в заключаемый между сторонами договор.

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

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

1.8 При расхождении требований Стандарта с требованиями иных локальных нормативных актов ПАО «РусГидро», выпущенных до утверждения Стандарта, следует руководствоваться требованиями Стандарта.

1.9 При расхождении требований Стандарта с требованиями предприятия-изготовителя гидрогенератора, следует руководствоваться документацией предприятия-изготовителя.

1.10 При введении в действие новых нормативных правовых актов, требования которых отличаются от приведённых в Стандарте, следует пользоваться требованиями соответствующих нормативных правовых актов документов до внесения в Стандарт соответствующих изменений.

2 Нормативные ссылки

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

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

Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики, утвержденные приказом Минэнерго России от 25.10.2017 № 1013 (далее - правила ТОиР);

Порядок проведения поверки средств измерений, требований к знаку поверки и содержанию свидетельства о поверке, утвержденный приказом Минпромторга России от 31.07.2020 № 2510 (Порядок проведения проверки № 2510);

Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Минтруда России от 15.12.2020 № 903н (далее – Правила № 903н);

ГОСТ 2.102-2013. Единая система конструкторской документации. Виды и комплектность конструкторских документов;

ГОСТ 2.602-2013 Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Ремонтные документы;

ГОСТ 8.050–73 Государственная система обеспечения единства измерений. Нормальные 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 15467-79 Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения;

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

ГОСТ 18322-2016 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения;

ГОСТ IEC 60034-1-2014. Машины электрические вращающиеся. Часть 1. 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 Машины электрические вращающиеся. Методы определения потерь и коэффициента полезного действия;

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

ГОСТ 27.002-2015 Надежность в технике (ССНТ). Термины и определения;

ГОСТ 18620-86 Изделия электротехнические. Маркировка;

ГОСТ Р 55260.2.2-2013 Гидроэлектростанции. Часть 2-2. Гидрогенераторы. Методики оценки технического состояния;

СТО Тепловые и гидравлические электростанции. Методика оценки качества ремонта энергетического оборудования. Основные положения;

СТО 70238424.27.140.001-2006 Методики оценки технического состояния основного оборудования;

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

СТО РусГидро 02.01.62-2021 Электрические станции и сети. 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.

П р и м е ч а н и е – при пользовании Стандартом целесообразно проверить действие ссылочных нормативных правовых актов в корпоративной справочной правовой системе "Консультант +" или на официальном интернет-портале правовой информации в сети Интернет; национальных стандартов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет, или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в

текущем году; СТО ПАО «РусГидро» – по официальному регулярно обновляемому перечню документов, регулирующих вопросы осуществления производственной (технологической) деятельности ПАО «РусГидро» (утв. приказом ПАО «РусГидро» от 10.09.2019 № 730). Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании Стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения, сокращения

В настоящем Стандарте применены понятия по 184-ФЗ, ГОСТ 15467, ГОСТ 16504, ГОСТ 18322, ГОСТ 27.002, ГОСТ Р ИСО 9000, ГОСТ 2.102, ГОСТ 2.602, 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 **качество отремонтированного оборудования**: Степень соответствия совокупности присущих оборудованию характеристик качества, полученных в результате выполнения его ремонта, требованиям, установленным ремонтной документацией;

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

3.9 **конструкторская документация**: Совокупность конструкторских, эксплуатационных и ремонтных документов, поставляемых в комплекте с оборудованием заводами-изготовителями;

3.10 **критический путь** – последовательность взаимосвязанных, запланированных этапов/работ/операций от начала ремонта до его завершения,

определяющих длительность ремонта, изменение сроков по которым ведет к синхронному изменению всех последующих этапов/работ/операций и длительности ремонта в целом;

3.11 **метод критического пути** – метод планирования и управления этапами/работами/операциями критического пути. Одним из этапов метода является определение наиболее длительного критического пути (по продолжительности выполнения ремонтных работ, а не по количеству этапов/работ/операций, включенных в критический путь);

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

3.13 **оценка качества ремонта оборудования**: Определение степени соответствия результатов, полученных при контроле и испытаниях после ремонта, характеристикам и параметрам, установленным в ремонтной документации;

3.14 **ремонтная документация:** совокупность нормативной, технической, технологической документации, документов, фиксирующих результаты выполнения ремонтных работ и иных документов, оформляемых в процессе выполнения ремонтов с учетом требований правил ТОиР;

3.15 **ремонт капитальный** – ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному ресурсу объекта с заменой или восстановлением любых его частей в целях восстановления технико-экономических характеристик оборудования до значений, близких к проектным;

3.16 **ремонт текущий** – ремонт, выполняемый для восстановления исправности и частичного восстановления ресурса объекта с заменой или восстановлением составных частей ограниченной номенклатуры и контролем технического состояния объекта в объеме, предусмотренном в документации;

3.17 **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);

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

3.19 **технический руководитель гидроэлектростанции (ГЭС):** Лицо в эксплуатирующей организации, уполномоченное принимать решения и

отдавать распоряжения по всем техническим вопросам касательно оборудования и сооружений данной гидроэлектростанции;

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

3.21 **эксплуатационная документация:** Совокупность технических документов, содержащих требования и нормы в области технической эксплуатации;

3.22 **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

ГЭС - гидравлическая электрическая станция;
ВНП – верхний направляющий подшипник;
ННП – нижний направляющий подшипник;
МКИ – микалентная изоляция;
МТР – материально-технические ресурсы;
ТУ – технические условия;
УЗД – ультразвуковая диагностика;
ЭМП-покрытие – эластичное металлопластмассовое покрытие.

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 ТОиР.

4.1.2 Планирование объема ремонта гидрогенераторов осуществляют на основании результатов обследований, визуальной и инструментальной диагностики, проводимых в соответствии с ремонтной документацией, нормативными правовыми актами и нормативно-техническими документами.

4.1.3 Планирование ремонтных работ должно осуществляется по методу критического пути с осуществлением дополнительного контроля этапов работ, включенных в критический путь.

4.1.4 Выполнение ремонтных работ по методу критического пути, в целях сокращения общего времени простоя оборудования, должно осуществляться с:

– применением передовых технологий производства работ, средств малой механизации и минимизацией тяжелого физического труда персонала;

– одновременным выполнением различных этапов работ (при необходимости);

– многосменным режимом выполнения работ, включенных в критический путь (при необходимости).

4.1.5 В целях оптимизации общего времени простоя оборудования в ремонте, при планировании последующих работ и формировании сетевых графиков ремонта аналогичного оборудования, должны учитывается факторы, ранее оказавшие влияние на сроки выполнения работ.

4.1.6 Эксплуатирующая организация, в целях сокращения сроков выполнения ремонтных работ, должна обеспечивать:

– минимизацию временных потерь на ежедневный допуск ремонтного персонала;

– своевременный доступ организаций, осуществляющих ремонт, к необходимому оборудованию, приспособлениям и инженерным коммуникациям;

– сопровождение сотрудниками профильных структурных подразделений всех этапов выполнения работ, с учетом графика выполнения работ и организацией (при необходимости) многосменного режима работы и работы в выходные и праздничные дни;

– своевременное предоставление ремонтной организации для осуществления ремонта, имеющихся запасных частей и материалов, в качестве давальческих МТР (в случае наличия обстоятельств, приведших к задержке поставки МТР, либо выявления дополнительных работ на этапе дефектовки оборудования).

4.1.7 Стандарт устанавливает 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.

4.1.8 Порядок оценки качества отремонтированного гидрогенератора устанавливается в соответствии с СТО «Тепловые и гидравлические

электростанции. Методика оценки качества ремонта энергетического оборудования. Основные положения».

4.1.9 Для выполнения ремонта конкретного гидрогенератора Стандарт должен применяться совместно с ремонтной документацией, разработанной для этого гидрогенератора.

4.1.10 Положения Стандарта должны применяться при выполнении ремонта вспомогательного генератора с учетом требований, установленных ремонтной документацией.

4.1.11 Номенклатура и регламентированный объем работ капитального и текущего ремонта гидрогенератора определяется заводом-изготовителем. В случае отсутствия данной информации рекомендуемая номенклатура и регламентированный объем работ типового капитального и текущего ремонта гидрогенератора приведены в Приложении Б.

4.1.12 До начала ремонта и после его завершения должны быть проведены испытания гидрогенератора в объеме установленном ремонтной документацией результаты испытаний должны быть учтены в процессе производства ремонтных работ и при оценке качества ремонта.

4.1.13 При выводе гидрогенератора в капитальный ремонт должна быть осуществлена подробная дефектация его составных частей с контрольными измерениями в соответствии с требованиями СТО 70238424.27.140.001-2006, ГОСТ Р 55260.2.2 и настоящего Стандарта. Для осуществления дефектации должно быть выделено необходимое время, включаемое в общую продолжительность ремонта.

4.1.14 Инструментальный и визуальный контроль технического состояния составных частей гидрогенераторов проводят в соответствии с ГОСТ Р 55260.2.2 и СТО 70238424.27.140.001-2006 и ремонтной документацией с учетом конструктивных особенностей генератора.

4.1.15 Результаты всех выполненных контрольных измерений и проводимых испытаний (вибрационных, гидравлических, тепловых, электрических, механических) должны быть отражены в ведомости основных параметров, актах выявленных дефектов 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 Порядку проведения проверки № 2510.

4.2.3. Допускается замена средств измерений, предусмотренных в ремонтной документации, 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.

4.3 Требования к маркировке составных частей гидрогенераторов при ремонте

4.3.1. Маркировка гидрогенераторов, возбудителей, регуляторных генераторов, воздухоохладителей, маслоохладителей и охладителей дистиллята выполняется по ГОСТ 26772 и ГОСТ 18620, СТО 17330282.27.140.019-2008.

4.3.2. 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.

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

4.3.4. 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. и, при необходимости, маркировка, устанавливающие взаимное положение составных частей, в том числе:

– расположение верхней крестовины в плане (центровка) и по высоте относительно средней линии верхнего направляющего подшипника;

– воздушный зазор между ротором и статором главного гидрогенератора, положение магнитной оси;

– воздушный зазор между ротором и статором регуляторного генератора, положение магнитной оси;

– воздушный зазор между ротором и статором вспомогательного генератора, положение магнитной оси;

– геометрические размеры и форма ротора главного гидрогенератора;

– геометрические размеры и форма статора главного гидрогенератора;

– концентричность обода ротора по полюсам с привязкой к оси вращения гидроагрегата;

– концентричность сердечника статора главного гидрогенератора;

– положение ротора относительно статора главного гидрогенератора;

– волнистость (биение) тормозного диска в радиальном и тангенциальном направлениях (по 3-м сечениям каждого тормозного сегмента путем проворота ротора главного генератора на 360°);

– зазоры по генераторным направляющим подшипникам, «маяки» по валу-надставке;

– нагрузки на опорные узлы (детали) в подпятнике;

– порядок распределения полюсов на ободе ротора по массе.

4.4.2. По результатам дефектации могут быть назначены дополнительные измерения.

4.4.3. После сборки взаимное положение составных частей должно соответствовать требованиям ремонтной документации, что должно быть зафиксировано в отчетной документации по ремонту гидрогенератора (Приложение А к Стандарту).

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

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

4.4.6. 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).

4.4.7. 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.

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

4.4.9. 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 со 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 новых уплотняющих колец из эластичного материала не допускается их растяжение по внутреннему диаметру более 5% 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 резинотехнические изделия должны иметь сертификат предприятия-изготовителя (паспорт на изделие).

4.7 Требование к электрическим контактным 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.

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

4.8.4 Перед установкой запасные части должны быть подвергнуты входному контролю.

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, натиры штифтов фундаментных плит не допускаются.

5.1.8. Ослабленная по сравнению с установленной конструкторской документацией (при ее отсутствии – нормами СТО 70238424.27.140.001-2006, 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 документации).

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 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 70238424.27.140.001-2006, ГОСТ Р 55260.2.2.

5.1.17. 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 переклиновке 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 бандажи 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, перемычек, 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 термореактивной 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 ободе 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 ободе 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. 4.4.7 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 ±5,0 мм при диаметре ротора до 5 м, если требованиями конструкторской документации не предусмотрен иной допуск.

5.3.11. Полюса на ободе 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) должна 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, если данные требования предусмотрены ремонтной документацией. Натяг обода ротора ниже величины, установленной документацией завода изготовителя, не допустим.

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

При неконцентричности обода ротора по полюсам более ± 0,5 мм при диаметре ротора до 5 м и ± 1,0 мм при диаметре ротора до 15,0 м форму обода ротора необходимо исправить путем горячей переклиновки 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 ± 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 70238424.27.140.001-2006, 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 $Ra \leq 1{,}25$ 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. Токосъемные 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 задиров, 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±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 ± 2°.

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 ± 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 и без разборки 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;
- неперпендикулярности плоскости пяты к оси вала гидроагрегата;
- микронеровность (шероховатость) зеркальной поверхности диска подпятника (при наличии технической возможности);
- 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 балансирами 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 (Ra) 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 10–30ºС.

5.5.8. Баббитовая поверхность опорного сегмента не должна иметь крупных натиров, вмятин и рисок. Шероховатость баббитовой поверхности опорного сегмента (Ra) не должна превышать 0,63 мкм. Число пятен контакта должно быть не менее девяти на площади 25×25 мм2, 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. Расслоение бронзовой проволоки в сегментах с ЭМП-покрытием должно быть в пределах допусков, установленных конструкторской заводской документацией. Не допускается наличие не пропаянных участков между антифрикционным элементом сегмента и стальным корпусом. Недопустимо отслаивание фторопласта от слоя бронзовой проволоки.

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

Уменьшение толщины фторопластовой накладки в соответствии с требованиями документации завода изготовителя. Визуальный контроль осуществляют по мерным базам на сегментах. При отсутствии требований завода изготовителя по замене ЭМП-сегментов, их заменена должна осуществляется при износе фторопласта до выхода на поверхность бронзовой основы.

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 (Rz) 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 ремонт с восстановлением или 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 сегментов подпятников с ЭМП–покрытием.

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 сегментов подпятников с ЭМП–покрытием.

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 обратимого гидрогенератора 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 70238424.27.140.001-2006.

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 70238424.27.140.001-2006, 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 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 $см^2$ рабочей поверхности сегмента. Отслоение баббита от стального основания сегмента допускается не более чем на 10% площади рабочей поверхности. Проверка плотности прилегания производится методом свободных колебаний (простукиванием) или ультразвуковой дефектоскопией. Восстановление рабочей поверхности производится перезаливкой или заплавлением поврежденных участков.

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 ±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
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. Допустимое уменьшение толщины фторопластовой накладки на сегментах устанавливается в соответствии с требованиями документации завода изготовителя. При отсутствии требований завода изготовителя по замене ЭМП-сегментов, их заменена должна осуществляется при износе фторопласта до выхода на поверхность бронзовой основы.

5.6.10. 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 более 1,25 мкм.

5.6.11. Смятие сферической поверхности болта более 0,05 мм не допускается, диаметр площади смятия не должен быть более 10 мм. При больших значениях смятия производится ремонт с восстановлением или замена болтов.

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

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

5.6.14. При снятии (установке) внутренние поверхности трубных досок, крышек маслоохладителей ВНП (ННП) 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.

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

5.6.16. Дефекты маслоохладителей при загрязнении трубок дрейссеной, отложениями удалить путем очистки и промывки трубок.

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

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

5.6.18. 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.

5.6.19. 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 70238424.27.140.001-2006, ГОСТ Р 55260.2.2. Температура сегментов баббитового подшипника не должна превышать 70°С. 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 А.

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, в соответствии с требованиями ремонтной документации.

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; поверка 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 17330282.27.140.019-2008 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 концентричности воздушного зазора и магнитной оси и проверке геометрических размеров путем проворота ротора главного гидрогенератора на 360º (минимально по 8 точкам).

5.10.3. Нарушение изоляции обмотки статора не допускается. Испытания изоляции производят согласно требованиям [2] и СТО 70238424.27.140.001-2006, 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 ±5% до ±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. 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 пункта 5.11.1 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. Допустимое отклонение магнитной оси ротора относительно магнитной оси статора не должно превышать 0,5% высоты активной стали статора, если иные допуски не указаны в документации завода изготовителя.

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.

Допустимое отклонения воздушного зазора ±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 70238424.27.140.001-2006, 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 70238424.27.140.001-2006, ГОСТ Р 55260.2.2.

Требования на испытания по пункту 7.1.2 настоящего Стандарта устанавливают [2] и СТО 70238424.27.140.001-2006, 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 IEC 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 70238424.27.140.001-2006, [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

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 режиме
6.2. обмотки ротора				
6.3. сердечника статора				

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
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 «полюсной» 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				

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
13.1. вибрация и бой контактных колец, мкм				
13.2. искрение щеток				
13.3. загрязнение контактных колец, повышенный износ щеток				
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

***Согласно ГОСТ Р 55260.2.2

**** Согласно ГОСТ Р 55260.2.2

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;
- 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 А. 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, ГОСТ 12.2.007.1, СТО 17330282.27.140.019-2008, СТО 70238424.27.140.006-2006 и требованиям Стандарта.

9.2. При выполнении ремонтных работ должны соблюдаться Правила № 903н.

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

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

9.5. 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.

9.6. 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.

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

Приложение А (рекомендуемое)

Перечень технической документации по капитальному ремонту гидрогенератора со вспомогательным оборудованием по узлам установки

А.1 Документы оформляемые в соответствии с требованиями правил ТОиР:

А.1.1. Ведомость планируемых работ
А.1.2. Ведомость дополнительных работ
А.1.3. Протокол исключения работ из ведомости планируемых работ
А.1.4. Акт готовности электростанции к капитальному ремонту
А.1.5. Акт дефекации оборудования
А.1.6. Акт о выявленных дефектах
А.1.7. Акт об использовании для ремонта материалов заменителей
А.1.8. Ведомость выполненных работ
А.1.9. Акт приемки из ремонта оборудования установки
А.1.10. Ведомость показателей технического состояния гидрогенератора
А.1.11. Акт приемки составных частей, технических систем, вспомогательного оборудования
А.1.12. Акт приемки из ремонта гидроагрегата

А.2. Статор главного гидрогенератора

А.2.1. Протоколы электрических (высоковольтных) испытаний
А.2.2. Формуляр измерения воздушного зазора и магнитной оси главного генератора
А.2.3. Воздушный зазор и магнитная ось регуляторного генератора (при наличии)
А.2.4. Формуляр измерения формы статора
А.2.5. Формуляр измерения относительного положения ротора и статора

А.3. Ротор главного гидрогенератора

А.3.1. Формуляр измерения формы ротора
А.3.2. Формуляр распределения полюсов на ободе ротора по массе (в случае выполнения работ по замене полюсов)
А.3.3. Формуляр проверки концентричности ротора по полюсам
А.3.4. Формуляр проверки концентричности ротора по железу обода ротора (при необходимости)
А.3.5. Формуляр проверки затягивания болтов фланцевых соединений втулка ротора – вал гидротурбины (втулка ротора-остов ротора)
А.3.6. Формуляр проверки линии вала гидроагрегата
А.3.7. Протоколы электрических испытаний, измерений

А.4. Система охлаждения главного гидрогенератора

А.4.1. Протокол гидравлических испытаний воздухоохладителей и трубопроводов системы охлаждения гидрогенератора

А.5. Генераторный подшипник

А.5.1. Формуляр маяков и зазоров (до начала и после завершения ремонта).

А.5.2. Формуляр состояния сегментов генераторного подшипника
А.5.3. Протокол замера изоляции сегментов генераторного подшипника
А.5.4. Протоколы хим. анализа масла из ванны до и после ремонта
А.5.5. Протокол гидравлического испытания маслоохладителей и системы охлаждения генераторного подшипника
А.5.6. Формуляр обтяжки верхней крестовины
А.5.7. Акт приемки на чистоту маслованны

А.6. Подпятник

А.6.1. Формуляр состояния сегментов подпятника
А.6.2. Формуляр измерения положения и толщины клиновой прокладки между зеркалом и ступицей
А.6.3. Формуляр контроля смятия поверхности опорных болтов и тарельчатых опор подпятника
А.6.4. Формуляр распределения нагрузки на сегменты подпятника
А.6.5. Протокол гидравлических испытаний маслоохладителей и трубопроводов А.6.6. Протоколы хим. анализа масла из ванны до и после ремонта
А.6.7. Протокол замера изоляции зеркального диска подпятника
А.6.8. Акт приемки маслованны подпятника на чистоту

А.7. Система торможения

А.7.1. Протокол гидравлических испытаний системы торможения, включая установку подъема ротора на тормозах-домкратах
А.7.2. Формуляр измерения волны тормозного диска в радиальном и тангенциальном направлениях
А.7.13. Формуляр проверки зазоров между тормозным диском и тормозными домкратам

А.8. Система пожаротушения генератора

А.8.1. Акт проверки автоматической системы пожаротушения генератора

А.9. Гидрогенератор в целом

А.9.1. Протоколы вибрационных испытаний до и после ремонта гидрогенератора.

П р и м е ч а н и я:

1. 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.

Приложение Б (рекомендуемое)

Номенклатура и регламентированный объем работ типового капитального и текущего ремонта оборудования гидроагрегата и его вспомогательных систем

Б.1 Номенклатура и регламентированный объем типового капитального ремонта синхронных генераторов без снятия с постоянных фундаментов.

Б.1.1 Подготовительные работы:

- анализ монтажной ремонтной, эксплуатационной документации по гидроагрегату выводимому в ремонт, рассмотрение ведомости объемов работ, уточнение сроков исполнения и технологической последовательности работ, согласование заказных спецификаций на запасные части;
- комплектация, ознакомление и изучение конструкторской и нормативно–технической документации, согласование и утверждение сдаточной технической документации Заказчиком;
- приемка (передача) специального инструмента и приспособлений (поставка заводов–изготовителей) ревизия данной оснастки, при необходимости ремонт, испытания, ввод в работу;
- составление технологических карт на ремонт оборудования гидроагрегата с использованием стационарных грузоподъемных механизмов, которыми оснащена гидроэлектростанция, согласование и утверждение технологических карт ;
- подготовка монтажной площадки и производственных площадей машинного зала ГЭС для размещения инструмента, оснастки и приспособлений Подрядчика, необходимых для производства работ;
- передача ремонтной зоны в составе: монтажная площадка, кратер гидроагрегата, машинный зал ГЭС в осях, отметках по акту–допуску в ведение Подрядчика согласно технологическим картам;
- обустройство ремонтной зоны Подрядчиком, установка покрытий, сигнальных и защитных ограждений, обозначение проходов, установка осветительных приборов, выполнение мер противопожарной безопасности;
- проведение вибрационных испытаний выводимого в ремонт гидроагрегата для оценки вибрационного состояния в целом до ремонта;
- проведение специальных испытаний выводимого в ремонт гидроагрегата для определения степени работоспособности различных вспомогательных систем, по программе утвержденной техническим руководителем ГЭС.

Б.1.2 Ремонт гидрогенераторов.

Б.1.2.1 Ротор главного генератора.

- очистка остова и обода ротора главного генератора от масляных загрязнений;
- визуальный и инструментальный контроль обода и остова ротора по узлам и деталям: выход клиньев ободных, полюсных, «проседание» обода ротора, наличие контактной коррозии, инструментальный контроль крепления токоподвода, катушек полюсов, межполюсных соединений, соединений демпферной обмотки, стыковых спиц остова к втулке ротора, верхних (нижних) шпонок обода ротора, дистанционных втулок, стяжных шпилек обода ротора, проверка подкиновки крайних пакетов обода ротора, крепление тормозного диска к ободу ротора. Составление акта дефектации, карт замеров, формуляров;
- восстановление опрессовки обода ротора стяжными шпильками, установка дополнительных упоров остов – обод ротора;
- разборка, ремонт, замена, сборка межполюсных соединений, проверка и восстановление корпусной изоляции;

- снятие полюса с обода ротора, ремонт дистанционной шайбы (замена), установка полюса на обод;
- ремонт (замена) корпусной, витковой изоляции на снятом полюсе со снятием, установкой катушки сердечника полюса;
- проверка витковой и корпусной изоляции установленного полюса на обод ротора;
- определение остаточного натяга на ободе ротора и восстановление цилиндрической формы обода ротора с нагревом и проведением «горячей переклиновки» обода ротора;
- замена вентиляционной лопатки на ободе ротора;
- снятие, ремонт, замена, сборка демпферной обмотки;
- снятие, ремонт, замена, установка корпусной изоляции на токоподводе, проведение высоковольтных испытаний;
- балансировка ротора генератора с установкой рёбер жесткости на остове, балансировочного груза, удалением последнего;
- восстановление сварных соединений на элементах жесткости по остову ротора с применением ручной дуговой электросварки, снятие усиления сварочного шва, контроль УЗД;
- выполнение антикоррозийной защиты обода и остова ротора;
- устранение искривления тормозного диска (волны) в радиальном и тангенциальном направлениях со снятием (установкой) тормозных сегментов. Восстановление опрессовки обода ротора с использованием моментальных ключей.

Б.1.2.2 Статор главного генератора.

- очистка активного железа сердечника статора и корпуса лобовых частей обмотки, шин и перемычек от масляных загрязнений;
- визуальный и инструментальный контроль корпуса статора и активного железа сердечника статора с уложенной обмоткой по узлам и деталям: крепление сердечника к корпусу статора, наличие «волны» на пакетах сердечника, местных перегревов, смещение листов в пакетах, элементов крепления и опрессовки обмотки в пазах сердечника и лобовых частях, инструментальный контроль крепления корпуса статора к фундаментам, крепление элементов корпуса статора между собой, опрессовка сердечника статора. Составление акта дефектации, карт замеров, формуляров;
- опрессовка активного железа сердечника статора наживными гребенками и стяжными шпильками, инструментальный контроль усилия затяжки крепежных элементов;
- переклиновка пазов активного железа сердечника статора при условии снятия части полюсов с обода ротора и проворачивая ротор с помощью мостового крана, тягового устройства, на шаг снятых полюсов;
- восстановление цилиндрической формы активного железа сердечника ста-тора в плане и по высоте с применением домкратов, мостовых кранов, специальной оснастки;
- снятие, ремонт, замена, установка системы термоконтроля по спинке статора (корпусов) в камере холодного воздуха;
- восстановление крепления секторов (частей) активного железа сердечника статора для ликвидации «волны» в пакетах изготовлением или заменой уплотнительной прокладки по стыку сердечника, инструментальный контроль усилия затяжки крепежных элементов;
- снятие коробов, расшиновка, ремонт, замена крепежных элементов, сборка нулевых и главных выводов статоров;
- ремонт обмотки статора с изолировкой стыков соединительных и выводных шин, изолировкой головок стержней с перезаливкой головок стержней компаундом на основе эпоксидных смол, распайка и пайка головок стержней, катушек. Замена стержня, катушки в обмотке статора, восстановление повреждений в изоляции лобовых частей обмотки;

- отсоединение, перемещение и установка статора генератора на монтажной площадке с использованием стационарных грузоподъемных механизмов с последующей установкой на постоянный фундамент;
- подъем статора с использованием домкратов на временные опоры, стойки, сооружения кольцевого настила для замены обмотки статора с последующей установкой на постоянный фундамент;
- замена выгоревших элементов активного железа сердечника статора;
- покрытие активного железа сердечника статора и обмотки электроизоляционной эмалью, проведение высоковольтных испытаний обмотки статора, составление технической документации;
- высоковольтные испытания обмотки статора с водным охлаждением, проведение гидравлических испытаний на прочность и плотность. Составление акта дефектации, протоколов;
- снятие, ремонт, замена, установка шлангов напорного и сливного коллекторов. Разъединение, очистка, обезжиривание и пайка соединительных шин и перемычек, водосоединительных трубок;
- снятие, ремонт, замена и установка нажимной гребенки активного железа сердечника статора. Замена кронштейнов в стыках бандажного кольца;
- снятие и установка стержней с водяным охлаждением с повторными гидравлическими и высоковольтными испытаниями дважды в процессе замены;
- замена бандажных соединений на лобовых частях;
- восстановление средней линии (магнитной оси) главного генератора, ремонт опорных фундаментных плит;
- проведение высоковольтных испытаний после ремонта с участие персонала Подрядчика. Проведение высоковольтных испытаний обмоток ротора и статора главного генератора токоподвода и контактных колец;
- сушка генератора.

Б.1.2.3 Верхняя крестовина, перекрытие шахты турбины.

- очистка стальных конструкций от пыли и масляных загрязнений;
- визуальный и инструментальный контроль геометрических размеров и технического состояния металлоконструкций верхней крестовины и перекрытия шахты турбины, контроль крепежных элементов с проверкой усилий затяжки, контроль сварных соединений с использованием УЗД. Составление акта дефектации, карт замеров, формуляров;
- снятие, ремонт, замена, установка перекрытия верхней крестовины, шахты турбины с заменой крепежных элементов, заменой уплотнений стыков перекрытий;
- снятие, ремонт, установка опорного болта распорного домкрата;
- восстановление сварных соединений с применением ручной дуговой электросварки, снятие усилия шва, контроль УЗД;
- выполнение антикоррозионной защиты металлоконструкций верхней крестовины и перекрытия шахты турбины.

Б.1.2.4 Подпятник (подпятник на гидравлической опоре; подпятник на жесткой, винтовой опоре).

- слив масла с ванны подпятника с транспортировкой масла в центральное маслохранилище, подготовкой масла к дальнейшей эксплуатации;
- снятие маслоохладителей, вскрытие уплотнения ванны подпятника, снятие выгородки;
- визуальный и инструментальный контроль геометрических размеров и технического состояния стола подпятника, системы термоконтроля, опорных элементов конструкции. Составление акта дефектации, карт замеров, формуляров;
- проверка нагрузки на сегменты подпятника, проверка и контроль макро (микро) неровностей рабочей поверхности диска подпятника;

- устранение шероховатостей зеркальной (рабочей) поверхности диска подпятника с использованием специального приспособления;
- восстановление сопряжения нижней части сегмента с тарельчатой опорой, с промежуточной опорой;
- проверка тарельчатых опор и опорных болтов, балансирных опор на наличие вмятин и натиров ограничивающих радиальное и тангенциальное смещение сегментов, устранение вмятин и натиров механическим способом;
- разборка, устранение дефектов, замена, сборка деталей подпятника, проверка и установка тангенциального и радиального эксцентриситет сегментов подпятника;
- подготовка узлов (деталей) подпятника к провороту ротора главного генератора с помощью мостового крана для проведения различных видов инструментального контроля состояния узлов и деталей гидроагрегата;
- распределение нагрузки на сегменты подпятника предварительно и окончательно;
- ремонт, устранение дефектов, замена, сборка уплотнения и крышки масляной ванны подпятника, контроль затяжки крепежных элементов;
- разборка, дефектация, очистка, ремонт маслоохладителей подпятника, очистка трубных досок и трубок охлаждения, замена уплотнения, сборка, проведение гидроиспытаний, установка в ванну подпятника;
- вакуумирование сильфонов и подкачка масла в гидравлические опоры генератора;
- ремонт втулки подпятника и запорного кольца (для подвесного генератора);
- разборка, устранение дефектов, сборка распорных лап ванны подпятника (для генератора зонтичного типа);
- устранение деформации поверхности тыльной стороны диска подпятника или деформации рабочей поверхности диска подпятника, прокладка трассы термоконтроля по ванне подпятника и по маслоуспокоительным щитам;
- разборка, сборка и установка приборов контроля по ванне подпятника и столу подпятника, контроль затяжки всех крепежных элементов по подпятнику и ванне подпятника;
- контроль с применением УЗД, упругих камер (сильфонов) на наличие трещин;
- контроль износа фторопластового поверхности сегментов с ЭМП–покрытием по истиранию мерных баз, замер толщины сегмента по 4–м точкам.

Б.1.2.5 Вал наставка, вал генератора.

- визуальный и инструментальный контроль геометрических размеров и технического состояния облицовки вала–надставки, (вала генератора) до ремонта (после ремонта) с применением УЗД для определения плотности прилегания облицовки к телу вала генератора методом свободных колебаний. Составление акта дефектации, карт замеров, формуляров;
- ремонт облицовки (при наличии) вала турбины в зоне направляющего подшипника для восстановления цилиндрической поверхности, зон «бухтения», износа в зоне уплотнения ванны;
- ремонт облицовки (при наличии) вала генератора:

а) методом установки электрозаклепок;

б) методом затяжки;

в) методом наплавления с применением различных видов электросварки с последующей шлифовкой и полировкой рабочей поверхности облицовки.

- устранение излома во фланцевом соединении (при необходимости) вышабриванием «клина»;
- выполнение антикоррозионной защиты вала генератора, вала–надставки;
- разборка, замена, сборка крепежных элементов защитных кожухов фланцевого соединения контроль затяжки элементов крепления.

Б.1.2.6 Верхний направляющий подшипник (генераторный подшипник).

- слив масла с ванны подшипника с транспортировкой масла в центральное маслохозяйство, подготовка масла к дальнейшей эксплуатации;
- разборка (сборка) ванны масляной, визуальный и инструментальный контроль геометрических размеров и технического состояния рабочей поверхности сегментов, опорных конструкций с применением УЗД. Составление акта дефектации, карт замеров, формуляров;
- снятие (установка) выгородки, замена уплотнения, восстановление крепежных элементов, контроль усилия затяжки крепежных элементов;
- снятие, ремонт, установка сегментов, опорных болтов, вкладышей, крепежных элементов с восстановлением изоляции вкладышей;
- ревизия и восстановление работоспособности системы термоконтроля, ревизия реле уровня и реле протока;
- снятие, разборка, дефектация, очистка, ремонт маслоохладителей подшипника, трубных досок, крышек, трубок охлаждения, замена уплотнения, сборка, проведение гидроиспытаний на плотность и прочность, установка в ванну;
- шабрение сегментов подшипника поворотом ротора с применением мостового крана или тяговым устройством;
- регулировка зазоров;
- подготовка подшипника к провороту ротора, главного генератора с помощью мостового крана, тягового устройства для проведения различных видов инструментального контроля состояния узлов и деталей гидроагрегата;
- контроль износа фторопластового поверхности сегментов с ЭМП–покрытием по истиранию кольцевых контрольных рисок, замер толщины сегмента по 4–м точкам.

Б.1.2.7 Нижняя крестовина. Нижний направляющий подшипник.

- ремонт направляющего подшипника сегментной конструкции на масляной смазке;
- слив масла с ванны с транспортировкой в центральное маслохозяйство, подготовка масла к дальнейшей эксплуатации:

а) разборка (сборка) ванны, снятие (установка) выгородки, визуальный и инструментальный контроль геометрических размеров и технического состояния рабочей поверхности сегментов, опорных конструкций системы термоконтроля, датчиков уровней, контроль сварных соединений УЗД. Составление акта дефектации, карт замеров, формуляров;

б) снятие системы термоконтроля, ревизия, восстановление контактов, установка трассы по ванне подшипника до клеммных коробок;

в) снятие деталей подшипника, устранение дефектов на сегментах, опорных болтах, вкладышах, крепежных элементов с проверкой и восстановлением изоляции соприкасаемых деталей. Шабрение сегментов подшипника поворотом ротора с применением мостового крана или тягового устройства, шабрение клиновых со-единений: «корпус подпятника – клин – опора»;

г) снятие, разборка, дефектация, очистка, ремонт маслоохладителей подшипника, трубных досок, крышек, трубок охлаждения, замена уплотнения, сборка, проведение гидроиспытаний на плотность и прочность, установка;

д) подготовка подшипника к провороту главного генератора с помощью мостового крана, тягового устройства для проведения различных видов инструментального контроля состояния узлов и деталей гидроагрегата;

е) регулировка зазоров;

ж) контроль износа фторопластового поверхности сегментов с ЭМП–покрытием по истиранию кольцевых контрольных рисок, замер толщины сегмента по 4–м точкам.

Б.1.2.8 Воздухоразделяющие щиты, площадки, перекрытия.

- очистка стальных конструкций от пыли и масляных загрязнений;

- визуальный и инструментальный контроль геометрических размеров и технического состояния металлоконструкций, контроль крепежных элементов с проверкой усилия затяжки, контроль сварных соединений с применением УЗД. Составление акта дефектации, карт замеров, формуляров;
- снятие, устранение дефектов, замена уплотнений, крепежных элементов на горизонтальных, вертикальных щитах, площадках, лестницах, перилах;
- восстановление сварных конструкций с применением ручной дуговой электросварки, снятие усилия шва, контроль УЗД;
- выполнение антикоррозионной защиты металлоконструкций щитов, площадок, перекрытий.

Б.1.2.9 Система торможения.

- проверка работоспособности системы торможения от сжатого воздуха соответствующего давления, после предварительной продувки системы торможения. Проведение гидравлических испытаний системы торможения на плотность и прочность. Составление акта дефектации, карт замеров, формуляров;
- ревизия запорной арматуры и контрольных приборов в шкафу торможения и на трассе;
- снятие (установка) тормозов–домкратов, разборка, замена уплотнений (шайб) на трубном коллекторе во фланцевых соединениях в соединения отводов коллектора к тормозам–домкратам. Замена тормозных досок, концевых выключателей. Ремонт тормоза–домкрата с заменой манжет, шлифов-кой поршней и рабочей поверхности цилиндра.

Б.1.2.10 Система пожаротушения (водяная).

- проведение гидравлических испытаний коллектора пожаротушения на прочность и плотность;
- разборка, ремонт, очистка дренажных отверстий, сборка верхнего и нижне-го кольца пожаротушения. Ревизия запорной арматуры.

Б.1.2.11 Система возбуждения.

- визуальный и инструментальный контроль контактных колец, траверсы щеточно–контактного аппарата, генератора возбуждения, регуляторного и углоизмерительного генераторов. Составление акта дефектации, карт замеров, формуляров;
- разборка, ремонт изоляционных втулок, изоляционных шайб, восстановление изоляционных покрытий на стяжных шпильках контактных колец. Шлифовка контактных колец. Механическая обработка для устранения боя на контактных кольцах;
- ремонт с разборкой и заменой конструкций и опор контактов на щеточно–контактном аппарате;
- ремонт тиристорного возбуждения в части схемы охлаждения с заменой трубопроводов, ревизией фильтров и запорной арматуры;
- снятие, разборка, ремонт, сборка, установка возбудителя и подвозбудителя. Участие ремонтного персонала в высоковольтных испытаниях;
- ремонт и восстановление пропускной изоляции полюса возбудителя, продораживание ламелей коллектора и шлифовка якоря возбудителя, восстановление изоляции обмотки якоря возбудителя, намагничивание полюсов регуляторного генератора;
- снятие характеристик регуляторного и углоизмерительного генератора.

Б.1.2.12 Вспомогательное оборудование.

- визуальный контроль трубопроводов охлаждения гидрогенератора, системы пожаротушения за стаканом генератора, системы техводоснабжения главного генератора. Составление акта дефектации, карт замеров, формуляров;
- разборка, устранение дефектов, сборка трубных узлов испытание на прочность и плотность трубопроводов системы охлаждения подпятника, нижнего и верхнего направляющих подшипников;

- разборка, очистка, замена уплотнений и крепежных элементов, сборка и проведение гидроиспытаний на прочность и плотность воздухоохладителей статора генератора. Ревизия запорной арматуры.
- выполнение антикоррозионной защиты трубных узлов и трубопроводов охлаждения гидроагрегата.

Б.1.3 Подготовка к пуску и пуск гидроагрегата на холостой ход, в эксплуатацию.

Б.1.3.1 Проверка и контроль за техническим состоянием и положением гидроагрегата до ремонта, после ремонта.

- маркировка всех узлов и деталей гидроагрегата до ремонта;
- проверка, фиксация зазоров, контрольных расстояний (маяков) подвижных частей гидроагрегата относительно неподвижных, уклона вала, магнитной оси;
- установка и снятие приспособлений для проворота ротора генератора с применением мостового крана;
- проверка механических параметров гидроагрегата поворотом ротора с применением мостового крана на шаг «одного полюса»:

а) концентричности и геометрических форм ротора–статора главного генератора, вспомогательного и регуляторного генератора, волны тормозного диска, волны по диску подпятника;

б) линии вала, центровка штанги маслоприемника, неперпендикулярности диска подпятника к оси главного генератора;

- контроль нагрузки на сегменты подпятника, проверка крепления узлов и деталей по гидроагрегату перед пуском – инструментальный контроль;
- составление акта готовности гидроагрегата и пуску на холостой ход.

Б.1.3.2 Проведение нагрузочных испытаний и заключительные работы.

- предпусковая очистка, осмотр, контроль и освидетельствование генератора и вспомогательных узлов, контроль работоспособности проверка и наладка контрольно-измерительной и указывающей аппаратуры по гидроагрегату.
- пробный пуск и наладка работы вспомогательных механизмов гидроагрегата с участием ремонтного персонала. Участие ремонтного персонала в проведении нагрузочных испытаний гидроагрегата.
- подготовка и сдача исполнительной и ремонтной документации по гидроагрегату;
- установки и оборудование гидроэлектростанций, прошедшие капитальный ремонт подлежат приемо-сдаточным испытаниям под нагрузкой в течении 48 часов;
- сдача на склад Заказчика специальной оснастки и приспособлений используемых в течении ремонтного периода;
- разборка и складирование в специально отведенных местах защитных средств, средств подмащивания, лесов, подмостей, укрытий;
- уборка ремонтной зоны;
- вывод персонала Подрядчика из ремонтной зоны.

Б.2 Номенклатура и регламентированный объем работ при текущем ремонте механической части гидрогенератора

- ремонт генераторного подшипника (регулировка зазоров, чистка маслованны, проверка креплений);
- ремонт системы подъема ротора на тормозах;
- ремонт системы торможения;
- ремонт подпятника (регулировка зазоров, чистка маслованны, проверка креплений);
- ремонт системы ТВС;
- пусконаладочные работы;

Б.3 Номенклатура и регламентированный объем работ при текущем ремонте гидрогенератора

- расшиновка и ошиновка генератора;
- проведение высоковольтных испытаний на главном генераторе до или после ремонта;
- снятие, ремонт, установка щеточно–контактного аппарата;
- разборка, устранение дефектов, сборка верхних воздухоразделяющих щитов генератора;
- разборка, устранение дефектов, сборка нижних воздухоразделяющих щитов генератора;
- ремонт демпферной обмотки. Снятие (установка) демпферных соединений, очистка мест крепления от коррозии, лужение посадочных мест, заменой крепежных элементов;
- подбивка клиньев полюсов с одним хвостовиком;
- замена вентиляционной лопатки на ободе ротора;
- осмотр ротора главного генератора;
- осмотр статора главного генератора;
- очистка, промывка лобовых частей обмотки, шин и перемычек статора;
- осмотр, дефектация, ремонт (замена) дефектной части системы термоконтроля по спинке статора в камере холодного воздуха;
-
- очистка, промывка остова ротора в расточке со статором, стали обода ротора и катушек полюсов ротора;
- ремонт корпусной изоляции токоподвода;
- ремонт оборудования СН гидроагрегата;
- ремонт системы освещения гидроагрегата;
- ремонт генераторного распределительного устройства, генераторного выключателя;
- ремонт генераторного токопровода;
- проверка крепления узлов и деталей гидроагрегата перед пуском.

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) Объём 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.

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

[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.