

Приложение 1
к приказу ПАО «РусГидро»
от 27.07.2017 №483



РусГидро

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

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

**ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ.
ПРОДЛЕНИЕ СРОКА СЛУЖБЫ ОСНОВНОГО
ОБОРУДОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ.
НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ**

СТО РусГидро 02.03.77-2015

Издание официальное

Москва – 2017

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 стандарта организации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте

1 РАЗРАБОТАН Некоммерческим партнерством «Гидроэнергетика России» (НП «Гидроэнергетика России»), Акционерным обществом «Научно-исследовательский институт энергетических сооружений» (АО «НИИЭС»)

2 ВНЕСЕН Департаментом развития и стандартизации производственных процессов ПАО «РусГидро» в соответствии с рекомендацией Рабочей группы по техническому регулированию ПАО «РусГидро» (протокол от 24.09.2015 № 85)

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом ПАО «РусГидро» от 27.07.2017 №483

4 ВЗАМЕН СТО РусГидро 02.03.77-2011 Гидроэлектростанции.
Продление срока службы основного оборудования в процессе эксплуатации.
Нормы и требования

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

Содержание

1	Область применения	1
2	Нормативные ссылки	2
3	Термины и определения	4
4	Правила продления срока службы основного оборудования в процессе эксплуатации.....	6
	4.1 Требования к сроку службы основного оборудования	6
	4.2 Порядок продления сроков службы	6
	4.3 Формирование рабочих органов для осуществления действий, связанных с продлением срока службы основного оборудования	7
5	Объем необходимых мероприятий по продлению срока службы основного оборудования	7
	5.1 Мероприятия, выполняемые на гидроэлектростанциях	7
	5.2 Работы, выполняемые Экспертно-технической комиссией	10
6	Требования к планированию деятельности по продлению срока службы основного оборудования	11
7	Требования к технической и распорядительной документации по оформлению продления срока службы основного оборудования	12
8	Порядок организации деятельности Экспертно-технической комиссии	14
	8.1 Общие требования.....	14
	8.2 Порядок подготовки вопросов к рассмотрению	14
	8.3 Порядок проведения заседаний и рассмотрение вопросов.....	17
	8.4 Контроль исполнения решений	18
9	Требования, обеспечивающие безопасность эксплуатации основного оборудования на продлеваемый период.....	18
	Приложение А (рекомендуемое) Типовая программа работ по обследованию гидротурбины при продлении срока службы.....	20
	Приложение Б (рекомендуемое) Типовая программа работ по обследованию гидрогенератора при продлении срока службы.....	27
	Приложение В (рекомендуемое) Типовая программа работ по обследованию силовых трансформаторов при продлении срока службы.....	33
	Приложение Г (обязательное) Форма годового Графика заседаний ЭТК	44

Приложение Д (обязательное) Форма решения Экспертно-технической комиссии (ЭТК) о возможности продления срока службы основного оборудования.....	45
Библиография	47

Введение

Стандарт организации ПАО «РусГидро» «Гидроэлектростанции. Продление срока службы основного оборудования в процессе эксплуатации. Нормы и требования» (далее – Стандарт) актуализирован в соответствии с требованиями Федерального закона № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

Требования Стандарта направлены на повышение безопасности и эффективности эксплуатации основного оборудования гидроэлектростанций на этапе жизненного цикла «Эксплуатация» и устанавливают правила и порядок продления срока службы основного оборудования гидроэлектростанций после выработки им нормативного срока службы.

При актуализации Стандарта учтены относящиеся к области его применения требования действующих в электроэнергетике нормативных технических документов. Требования Стандарта соответствуют положениям Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.

Стандарт применяется совместно со стандартами организации ПАО «РусГидро», регулирующими вопросы организации обследований (СТО РусГидро 02.03.129-2015 «Методические указания по организации обследований энергетических объектов»), проведения технических освидетельствований (СТО РусГидро 02.03.130-2015 «Гидроэлектростанции. Техническое освидетельствование зданий и сооружений, технологических систем, основного и вспомогательного оборудования. Нормы и требования»), оценки технического состояния основного оборудования (СТО РусГидро 02.01.120-2015 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций»).

Исполнение требований Стандарта обеспечивает обоснование безопасной и эффективной эксплуатации основного оборудования гидроэлектростанций после выработки им срока службы, установленного организацией-изготовителем или нормативной документацией, либо обоснование отказа от продления срока службы действующего оборудования и его замены или вывода из эксплуатации.

ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ. ПРОДЛЕНИЕ СРОКА СЛУЖБЫ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения 04.08.2017

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт (далее – Стандарт) устанавливает правила и порядок продления срока службы основного оборудования гидроэлектростанций после выработки этим оборудованием срока службы, установленного организацией-изготовителем оборудования или нормативными документами, а также регулирует возникающие при этом отношения.

1.2 Требования Стандарта распространяются на следующие виды основного оборудования ГЭС и ГАЭС:

- гидротурбинные установки (насос-турбины);
- гидрогенераторы (генераторы-двигатели);
- силовые трансформаторы (реакторы).

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

1.4 Требования Стандарта обязаны выполнять любые сторонние организации и физические лица, выполняющие работы (оказывающие услуги) в области его применения по договорам с Обществом и (или) с его филиалами, дочерними и зависимыми организациями.

1.5 Обязательность применения требований и норм Стандарта ограничена их деятельностью на объектах, расположенных в Российской Федерации, владельцами или инвесторами (застройщиками) которых являются Общество и (или) дочерние и зависимые организациями Общества.

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

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

2 Нормативные ссылки

В Стандарте использованы ссылки на следующие нормативные правовые акты, стандарты:

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

Постановление Правительства Российской Федерации «О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации» от 26.07.2007 № 484.

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

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

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

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 12.2.007.2-75 Система стандартов безопасности труда. Трансформаторы силовые и реакторы электрические. Требования безопасности

ГОСТ 12.2.024-87 Система стандартов безопасности труда. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля

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

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

ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия

ГОСТ 17516.1-90 Изделия электротехнические. Общие требования в части стойкости к механическим внешним воздействующим факторам

ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения

ГОСТ 23956-80 Турбины гидравлические. Термины и определения

ГОСТ 27471-87 Машины электрические вращающиеся. Термины и определения

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

ГОСТ 33272-2015. Межгосударственный стандарт. Безопасность машин и оборудования. Порядок установления и продления назначенных ресурса, срока службы и срока хранения. Основные положения.

СТО 17330282.27.140.001–2006 Методики оценки технического состояния основного оборудования

СТО 17330282.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

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

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

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

СТО РусГидро (без номера) Планирование технического перевооружения и реконструкции. Расчёт варианта технического воздействия. Гидротурбины. Гидрогенераторы. Трансформаторы, утвержденный приказом ОАО «РусГидро» от 17.03.2008 № 130 (Приложение 1)

СТО РусГидро 02.01.124-2015 Силовые трансформаторы гидроэлектростанций. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО РусГидро 02.03.129-2015 Методические указания по организации обследований энергетических объектов

СТО РусГидро 02.03.130-2015 Гидроэлектростанции. Техническое освидетельствование зданий и сооружений, технологических систем, основного и вспомогательного оборудования. Нормы и требования

Примечание – При пользовании Стандартом целесообразно проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет, или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего

года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году, СТО Общество – по официальному регулярно обновляемому перечню применяемых нормативных документов. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании Стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В Стандарте применены понятия в соответствии с Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ, термины по СТО 17330282.27.010.001-2008, ГОСТ 27.002, ГОСТ 20911, ГОСТ 23956, ГОСТ 27471, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 гидрогенератор: Электрический генератор, приводимый во вращение гидравлической турбиной;

3.2 единица оборудования: Объект техники, созданный для выполнения конкретной производственной функции при производстве отпускаемой продукции (в целях настоящего Стандарта – гидротурбина, гидрогенератор, трансформатор);

3.3 остаточный ресурс: Суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода объекта в предельное состояние;

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

3.5 продление срока службы основного оборудования: Совокупность мероприятий по оценке, анализу и принятию решения, направленная на обоснование срока безопасной эксплуатации основного оборудования после выработки им нормативного срока службы.

3.6 освидетельствование техническое (освидетельствование): Комплекс мероприятий, выполняемых комиссией филиала с целью оценки технического состояния зданий, сооружений, оборудования и технических систем (проверки соответствия параметров объекта требованиям технической и нормативной документации) и определения возможности и условий их дальнейшей эксплуатации на определённый период;

3.7 реактор: Статический электрический аппарат, предназначенный для ограничения тока короткого замыкания. Включается последовательно в цепь,

ток которой нужно ограничивать и работает как индуктивное (реактивное) дополнительное сопротивление, уменьшающее ток и поддерживающее напряжение в сети при коротком замыкании, что увеличивает устойчивость генераторов и системы в целом;

3.8 специализированная организация: Юридическое лицо (консорциум), располагающая квалифицированными кадрами, необходимым оборудованием, методической и нормативно-технической документацией и полномочиями (лицензиями, сертификатами, допусками и т.д.) для выполнения специализированных работ, направленных на обеспечение безопасности, надежности и экономичности технических устройств, установленных на объектах электроэнергетики;

3.9 срок безопасной эксплуатации (срок службы): Срок эксплуатации оборудования, в пределах которого будут выполняться требования безопасности, установленные нормативной документацией;

Примечание – В целях настоящего Стандарта срок службы основного оборудования соответствует сроку безопасной эксплуатации.

3.10 срок эксплуатации нормативный: Срок эксплуатации, указанный в технической документации технических устройств, или установленный ЭТК по результатам мероприятий по продлению срока службы в соответствии с процедурой, принятой в ПАО «РусГидро».

3.11 трансформатор: Статическое электромагнитное устройство, имеющее две или более индуктивно связанных обмоток, и предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного тока в одну или несколько других систем переменного тока;

3.12 турбина гидравлическая (гидротурбина): Турбина, в которой в качестве рабочего тела используется вода.

3.13 эксперт: высококвалифицированный специалист, владеющий экспертными технологиями, дающий заключение по вопросам, требующим специальных знаний (конструкцию объекта, технические условия на изготовление, условия эксплуатации), и обладающий практическим опытом оценки технического состояния основного оборудования ГЭС.

Примечание – В целях настоящего Стандарта в качестве эксперта может выступать лицо (специализированная организация), не принимавшее участие в обследованиях и оценке состояния при продлении срока службы экспертируемого объекта.

4 Правила продления срока службы основного оборудования в процессе эксплуатации

4.1 Требования к сроку службы основного оборудования

4.1.1 В соответствии с ГОСТ 33272 по достижении основным оборудованием срока службы должны быть проведены мероприятия по оценке его технического состояния, на основании результатов которых определяется возможность продления срока службы (безопасной эксплуатации) или принимается решение о прекращении его эксплуатации.

4.1.2 Если в технической документации (паспорте) основного оборудования организацией-изготовителем не указан нормативный срок службы, Стандартом устанавливаются следующие нормативные сроки службы:

- в соответствии с ГОСТ 27807 для гидротурбин, изготовленных до 01.01.1991 срок службы не менее 30 лет, после 01.01.1991 – не менее 40 лет;
- в соответствии с ГОСТ 5616 для гидрогенераторов – не менее 40 лет;
- в соответствии с ГОСТ 11677 для трансформаторов, изготовленных до 01.01.2007 – не менее 25 лет, после 01.01.2007 - не менее 30 лет.

4.2 Порядок продления сроков службы

Порядок продления сроков службы (безопасной эксплуатации) основного оборудования ГЭС в соответствии с ГОСТ 33272 включает следующие основные этапы:

- установление необходимости проведения работ по определению возможности продления срока безопасной эксплуатации
- разработку, согласование и утверждение программы работ по обследованию;
- проведение работ, предусмотренных программой, анализ полученной информации и результатов, выработку технического решения о возможности продления;
- составление и оформление заключения о возможности продления службы в установленном порядке;
- подготовку решений о возможности продления срока службы и, при необходимости, плана корректирующих мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации оборудования на продлеваемый период;
- проведение эксплуатирующей организацией корректирующих мероприятий, предусмотренных решением о возможности продления срока безопасной эксплуатации;

– производственный контроль за выполнением корректирующих мероприятий.

4.3 Формирование рабочих органов для осуществления действий, связанных с продлением срока службы основного оборудования

4.3.1 В целях осуществления действий, связанных с продлением срока службы основного оборудования создаются специальные рабочие органы:

- комиссии по техническому освидетельствованию¹ (формируется в филиалах общества в соответствии с СТО РусГидро 02.03.130-2015);
- экспертно-техническая комиссия (формируется в Обществе в соответствии с п. 8.1 Стандарта).

4.3.2 В состав ЭТК, сформированной приказом Общества, включаются специалисты Общества и (по согласованию) представители государственных надзорных органов, специализированных организаций, системного оператора, организации-изготовителя оборудования.

4.3.3 Председателем ЭТК и его заместителем назначаются должностные лица Общества, определяемые на основании и в соответствии с внутренними процедурами Общества.

4.3.4 Решение о продлении срока службы (или вывода из эксплуатации):

- гидротурбин и гидрогенераторов мощностью 5 МВт и выше и силовых трансформаторов мощностью 6,3 МВА и выше – принимается Экспертно-технической комиссией Общества (далее – ЭТК);
- гидротурбин и гидрогенераторов мощностью менее 5 МВт и силовых трансформаторов мощностью менее 6,3 МВА – принимается Комиссией по техническому освидетельствованию (далее – КТО).

5 Объем необходимых мероприятий по продлению срока службы основного оборудования

5.1 Мероприятия, выполняемые на гидроэлектростанциях

5.1.1 В Филиалах Общества должны быть установлена необходимость проведения работ по определению возможности продления срока службы и разработан график проведения мероприятий по продлению срока службы основного оборудования. Работы, предусмотренные Графиком Филиала, в соответствии с 6.1, должны быть проведены в течение года после начала работ.

¹ предыдущее название комиссии по техническому освидетельствованию – Комплексная рабочая группа.

5.1.2 В Филиалах Общества должен быть проведен сбор, анализ и обобщение всей имеющейся информации о состоянии основного оборудования. Особое внимание следует уделять подготовке сведений об основном оборудовании, не удовлетворяющем требованиям безопасности и надёжности по результатам мониторинга состояния основного оборудования и результатам технического диагностирования.

5.1.3. На основании представленной информации должна быть разработана программа работ по обследованию основного оборудования. Типовая программа работ по обследованию гидротурбин представлена в приложении А, гидрогенераторов в приложении Б, силовых трансформаторов в приложении В.

5.1.4. Организация работ по обследованию основного оборудования, предусмотренных программой по п. 5.1.3 регламентируется СТО РусГидро 02.03.129-2015.

5.1.4. На основании проведенного обследования должно быть составлено и оформлено заключение о техническом состоянии и возможности продления срока службы, и, при необходимости, плана корректирующих мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации оборудования.

5.1.5 Работы по инструментальным обследованиям и испытаниям основного оборудования с целью оценки его технического состояния, включая проведённые при капитальном ремонте, должны быть проведены не позднее одного года до истечения нормативного срока службы, при этом:

- оценка технического состояния гидротурбин и гидрогенераторов осуществляется в соответствии с СТО РусГидро 17330282.27.140.001–2006 и СТО РусГидро «Планирование технического перевооружения и реконструкции оборудования. Расчет варианта технического воздействия. Гидротурбины. Гидрогенераторы. Трансформаторы. Сороудерживающие решетки. Затворы» (Приложение Е);

- оценка технического состояния и остаточного ресурса силовых трансформаторов осуществляется в соответствии с СТО РусГидро «Силовые трансформаторы гидроэлектростанций. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования», СТО РусГидро 02.01.120-2015 и СТО РусГидро «Планирование технического перевооружения и реконструкции оборудования. Расчет варианта технического воздействия. Гидротурбины. Гидрогенераторы. Трансформаторы. Сороудерживающие решетки. Затворы» (Приложение Е).

5.1.6 Заключение о техническом состоянии оборудования и возможности продления срока службы передается в комиссию по

техническому освидетельствованию, возглавляемую техническим руководителем филиала Общества.

5.1.7 Организация работы комиссии по техническому освидетельствованию регламентируется СТО РусГидро 02.03.130-2015.

Минимальный объем технического освидетельствования объекта включает:

- наружный и внутренний осмотр (при возможности проведения);
- проверку наличия и правильности ведения технической документации;
- анализ результатов обследований, проведенных специализированными организациями в соответствии с требованиями СТО РусГидро 02.03.129-2015;
- проверку протоколов испытаний на соответствие условиям безопасности оборудования, зданий и сооружений (протоколов гидравлических испытаний, протоколов электрических испытаний, настройки предохранительных клапанов, протоколов испытаний автоматов безопасности, протоколов испытаний контуров заземлений и т.п.);
- проверку фактических (рабочих) технических характеристик и конструктивных параметров на соответствие проекту, требованиям нормативной документации, проектным схемам;
- проверку выполнения мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту;
- проверку выполнения предписаний органов государственного контроля;
- проверку выполнения мероприятий, определенных по результатам расследования нарушений работы объекта, несчастных случаев при его обслуживании (при необходимости);
- проверку выполнения мероприятий, разработанных при предыдущем техническом освидетельствовании объекта.

5.1.8 По результатам технического освидетельствования объекта дается оценка его технического состояния, определяется возможность его дальнейшей эксплуатации с определением мер, в случае необходимости, для её обеспечения и составляется акт технического освидетельствования соответствующего оборудования.

Результаты технического освидетельствования заносятся в технический паспорт.

5.1.9 В исключительных случаях, определяемых в индивидуальном порядке, допускается актом комиссии по техническому освидетельствованию однократное продление нормативного срока службы основного

оборудования на срок не более чем на три месяца в рамках календарного года.

П р и м е ч а н и е – Исключительность порядка продления нормативного срока службы основного оборудования определяется календарной возможностью осуществления всех необходимых мероприятий по продлению срока службы.

5.1.10 При замене гидротурбины (генератора, трансформатора) срок службы узлов оборудования, не подлежащих замене (закладные части гидротурбины, фундамент генератора, трансформатора и др.) продлевается на весь срок службы нового оборудования при обязательном наличии письменного подтверждения поставщика нового оборудования о соответствии срока службы незаменённых узлов сроку службы вновь установленного оборудования.

Предварительно Поставщиком нового оборудования должно быть произведено обследование этих узлов.

В случае невозможности выполнения данного условия, осуществляются мероприятия по продлению срока службы незаменённых узлов в соответствии со Стандартом, включая проведение обследований, технического освидетельствования и принятия решения о продлении их срока службы.

5.1.11 В результатах выполненных мероприятий по продлению срока службы гидротурбин и генераторов мощностью 5 МВт и выше и силовых трансформаторов мощностью 6,3 МВА и выше филиал готовит пакет документов согласно 6.1 и направляет их в ЭТК.

5.1.12 Документом, продлевающим срок службы гидротурбин и генераторов мощностью менее 5 МВт и силовых трансформаторов мощностью менее 6,3 МВА, является Акт технического освидетельствования, оформляемый КТО, в соответствии с СТО РусГидро 02.03.130-2015.

5.2 Работы, выполняемые Экспертно-технической комиссией

5.2.1 ЭТК рассматривает отчетные документы, переданные филиалом и экспертное заключение, подготовленное экспертом по каждой единице основного оборудования; порядок подготовки и проведения заседаний ЭТК по продлению срока службы основного оборудования ГЭС и ГАЭС – в соответствии с разделом 8.

Для подготовки всех документов и координации деятельности ЭТК назначается приказом ПАО «РусГидро» организация, подведомственная ПАО «РусГидро».

5.2.2 На основании представленного пакета документов и заключения специализированной организации (независимого эксперта) ЭТК принимает

решение о возможности продления срока службы основного оборудования в зависимости от его технического состояния с учетом требований нормативных документов.

5.2.3 Продлеваемый срок службы основного оборудования должен быть увязан со сроками проведения его очередного (ближайшего) капитального ремонта, но не более чем на 7 лет.

6 Требования к планированию деятельности по продлению срока службы основного оборудования

6.1 В целях выполнения работ по продлению срока службы основного оборудования в каждом филиале разрабатывается график проведения мероприятий по продлению срока службы (безопасной эксплуатации) основного оборудования; график Филиала разрабатывается с учетом особенностей и специфики эксплуатации конкретного оборудования.

Графиком Филиала должно быть предусмотрено выполнение следующих мероприятий:

а) сбор, анализ и обобщение всей имеющейся информации о состоянии основного оборудования, его соответствии требованиям безопасности и надежности, установленным в нормативных документах;

б) проведение необходимых инструментальных обследований и испытаний основного оборудования с целью оценки его технического состояния;

в) проведение технического освидетельствования основного оборудования с проверкой выполнения предписаний органов государственного надзора в соответствии с правилами [1] и СТО РусГидро 02.03.130-2015.

6.2 При составлении Графика Филиала должны быть учтены сроки выполнения всех мероприятий (подготовительные работы, закупочные процедуры (конкурсы) и согласительные процедуры, капитальные ремонты, инструментальные обследования и пр.), совпадающие с подготовкой материалов по продлению сроков службы основного оборудования и влияющие на его техническое состояние.

Мероприятия по продлению срока службы основного оборудования следует планировать с учётом графика проведения капитальных ремонтов таким образом, чтобы период времени между окончанием капитального ремонта и окончанием срока службы оборудования не превышал одного года.

6.3 Работы по продлению срока службы основного оборудования должны быть запланированы и проведены таким образом, чтобы

соответствующее решение было принято до достижения окончания нормативного (установленного) срока службы (безопасной эксплуатации).

В исключительных случаях для второго и последующих продлений срок службы основного оборудования может быть продлён без проведения инструментального обследования, но на срок не более чем на 1 год.

6.4 В том случае, если в технической документации (паспорте) отсутствует срок службы оборудования, необходимо руководствоваться требованиями 4.1.2; в случае если срок службы, указанный в 4.1.2, истек, то необходимые подготовительные работы должны быть начаты незамедлительно, начиная с даты утверждения и ввода в действие Стандарта.

6.5 График Филиала должен поддерживаться в актуальном состоянии и пересматриваться по мере необходимости, определяемой сроками проведения всех намеченных работ и реальными возможностями Филиала.

6.6 В Обществе утверждается График проведения мероприятий по продлению срока службы основного оборудования (далее – График) на среднесрочную перспективу; проект Графика разрабатывается организацией, ответственной за подготовку материалов и координацию деятельности ЭТК, с учетом сведений и предложений, предоставленных филиалами. Форма графика представлена в приложении Г.

6.7 График должен поддерживаться в актуальном состоянии организацией, ответственной за подготовку материалов и координацию деятельности ЭТК, и пересматриваться не реже 1 раза в год (до 15 января).

7 Требования к технической и распорядительной документации по оформлению продления срока службы основного оборудования

7.1 Пакет документов, представляемых Филиалом в ЭТК для продления срока службы основного оборудования должен содержать следующие материалы:

- копия паспорта оборудования;
- постановляющие части из актов и предписаний государственных надзорных органов, а также сведения и анализ выполненных в соответствии с ними мероприятий;
- акт технического освидетельствования основного оборудования, оформленный в соответствии с СТО РусГидро 02.03.130-2015, содержащий заключение по оценке его технического состояния и возможности продления срока службы, с определением условий и мер, необходимых для обеспечения

безопасной эксплуатации, а также срок следующего технического освидетельствования;

- заключение о дефектах оборудования, отклонениях от проектных параметров, требований технического задания или технических условий;
- сведения о замене узлов, деталей и механизмов за весь период эксплуатации с указанием даты замены;
- сведения о повреждениях, отказах и авариях за весь период эксплуатации;
- сведения о технических ограничениях мощности;
- сведения об эксплуатации и ремонтах (число часов наработки, число пусков-остановов, сбросов нагрузки, количество и характер ремонтов);
- сведения о техническом перевооружении, реконструкциях и перемаркировке, их причинах и результатах;
- результаты испытаний за весь период эксплуатации;
- результаты контроля металла ресурсопределяющих узлов;
- результаты оценки (инструментального обследования) технического состояния оборудования;
- бухгалтерская справка об амортизации оборудования;
- затраты на ремонтно-восстановительные и эксплуатационные мероприятия (эксплуатационные затраты) средние и по годам за последние 5 лет.

7.2 В Решении ЭТК должны содержаться следующие минимально необходимые сведения:

- техническая характеристика оборудования;
- оценка (и описание) уровня технического состояния оборудования на момент обследований и испытаний;
- выполненный объем работ по обследованиям и испытаниям оборудования, перечень использованных методик и нормативных документов, и их результаты;
- выводы комиссии по техническому освидетельствованию;
- заключение независимого эксперта;
- дополнительные требования, которые должны быть внесены в инструкции по эксплуатации (при необходимости);
- план корректирующих мероприятий (при необходимости);
- постановляющая часть решения о возможности продления срока службы основного оборудования.

7.3 В паспорт оборудования в установленном порядке должна быть внесена запись с постановляющей частью решения ЭТК о возможности продления срока службы (безопасной эксплуатации).

7.4 В случае принятия ЭТК решения о выводе из эксплуатации гидротурбины (гидрогенератора или трансформатора) в связи с нецелесообразностью или невозможностью продления срока службы в установленном порядке оформляется документация в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.07.2007 № 484.

8 Порядок организации деятельности Экспертно-технической комиссии

8.1 Общие требования

8.1. Работу ЭТК организует секретарь ЭТК, назначаемый приказом ПАО «РусГидро» из числа представителей организации, ответственной за подготовку материалов и координацию деятельности ЭТК. Руководство работой ЭТК осуществляет председатель ЭТК, а в его отсутствие – заместитель председателя.

8.1.2 Началом процесса составления годового графика заседаний ЭТК по продлению срока службы основного оборудования ГЭС и ГАЭС на рассматриваемый период является факт утверждения приказом ПАО «РусГидро» Графика проведения мероприятий по продлению срока службы основного оборудования (далее – График).

8.1.3 В соответствии с актуализированным Графиком не позднее 31 января, секретарем ЭТК составляется годовой График заседаний ЭТК, утверждаемый председателем ЭТК. Формат графика приведен в приложении А.

8.1.4 Даты заседаний ЭТК устанавливаются в зависимости от сроков продления службы рассматриваемого основного оборудования. Частота заседаний ЭТК предусматривается не реже одного раза в квартал.

8.1.5 График заседаний ЭТК, после утверждения председателем ЭТК, рассылается секретарем ЭТК по филиалам (ДЗО).

8.1.6 В график заседаний ЭТК секретарем ЭТК вносится поквартальный перечень единиц основного оборудования подлежащего рассмотрению на заседании ЭТК.

8.1.7 Запросы и письма, исходящие из ЭТК, должны быть оформлены на бумажном и электронном носителях. Документы на бумажном носителе должны быть подписаны Председателем ЭТК (в случае его отсутствия заместителем председателя).

8.2 Порядок подготовки вопросов к рассмотрению

8.2.1 Не позднее чем за месяц до рассмотрения на ЭТК вопроса продления срока службы основного оборудования технический руководитель филиала (ДЗО) обеспечивает представление Секретарю ЭТК пакета документов (в электронном виде), содержащего материалы в соответствии с 6.1.

8.2.2 Секретарь ЭТК в течение пяти рабочих дней с момента поступления пакета документов:

- оценивает достаточность присланных материалов, в том числе индексов технического состояния;
- передает материалы по соответствующим видам оборудования для составления экспертного заключения.

В случае отсутствия или поступления неполного пакета документов (за исключением случаев в соответствии с 5.1.9) секретарь ЭТК вправе:

- сообщить техническому руководителю филиала (ДЗО) о нарушении требований в части порядка представления материалов и указать на необходимость направления полного пакета документов;
- при неоднократном нарушении требований в части порядка представления материалов письменно уведомить Председателя ЭТК (заместителя председателя ЭТК) о нарушении требований Стандарта.

8.2.3 Организация, ответственная за подготовку материалов и координацию деятельности ЭТК, привлекает на договорной основе независимого эксперта.

8.2.4 Независимый эксперт (специализированная организация) в течение десяти рабочих дней с момента поступления полного пакета документов:

- оценивает достаточность и достоверность присланных материалов;
- осуществляет анализ присланных материалов;
- проводит оценку технического состояния оборудования;
- представляет заключение о возможности продления срока службы основного оборудования и условиях (если необходимо) его дальнейшей эксплуатации;
- при необходимости выдает рекомендации для включения в план корректирующих мероприятий (осуществление дополнительного контроля, необходимости проведения диагностики, испытаний, ремонта, реконструкции и т.д.).

Экспертное заключение должно содержать:

- краткое описание рассматриваемого оборудования;
- перечень представленных материалов;
- анализ и оценку технического состояния рассматриваемого основного оборудования;

- заключение и рекомендации о возможности дальнейшей эксплуатации.

В случае возникновения необходимости в дополнительных сведениях требуемая информация может быть запрошена через секретаря ЭТК.

Процедура предоставления дополнительных сведений от Филиала ПАО «РусГидро» не должна превышать пять рабочих дней.

8.2.5 Независимые эксперты должны соответствовать следующим требованиям:

- наличие высшего технического образования в области электроэнергетики;

- опыт работы по обследованию/проектированию/эксплуатации аналогичного энергетического оборудования не менее 15 лет;

- знание технологического оборудования, материалов и технологий, применяемых в электроэнергетике в соответствующем направлении деятельности;

- знание действующей нормативной базы и технической политики ПАО «РусГидро» в соответствующем направлении деятельности;

- наличие опыта проведения экспертиз, формирования заключений и рекомендаций по техническим требованиям к основному оборудованию и стандартам в соответствующем направлении деятельности.

8.2.6 Организация, ответственная за подготовку материалов и координацию деятельности ЭТК, обеспечивает (при заключении договора) соблюдение независимыми экспертами (специализированными организациями) конфиденциальности при получении любой информации от секретаря ЭТК и использование полученного пакета документов исключительно в целях выполнения настоящего Стандарта.

8.2.7 Независимые эксперты (специализированные организации) направляют экспертное заключение в адрес секретаря ЭТК и в дальнейшем присутствуют на заседании ЭТК.

8.2.8 Не позднее чем за пять рабочих дней до заседания секретарь ЭТК обеспечивает представление (в электронном виде) выносимых материалов по продлению срока службы основного оборудования для ознакомления членам ЭТК. В пакет представляемых документов входят:

- повестка дня и список участников заседания;

- материалы, поступившие от филиалов (согласно А.3.1);

- экспертные заключения;

- иная документация.

Не позднее, чем за пять рабочих дней до рассмотрения на ЭТК, секретарь ЭТК направляет для ознакомления техническому руководителю филиала Общества экспертные заключения.

8.2.9 Не позднее, чем за пять рабочих дней до заседания ЭТК секретарь ЭТК уточняет время его проведения и организует подготовку места проведения с обеспечением селекторной связи (аудио – или видеоконференции) с филиалами и членами комиссии, личное присутствие которых в силу объективных обстоятельств не представляется возможным.

8.2.10 О времени и месте проведения, члены ЭТК и приглашенные лица должны быть оповещены секретарем ЭТК заблаговременно, но не позднее, чем за 5 календарных дней до проведения заседания.

8.2.11 В случае возникновения внеплановых вопросов решение о рассмотрении их на заседании ЭТК принимает Председатель ЭТК. При включении внеплановых вопросов в повестку заседания ЭТК рассылка материалов, производится не менее чем за 2 рабочих дня до начала работы ЭТК.

8.3 Порядок проведения заседаний и рассмотрение вопросов

8.3.1 Повестка дня заседаний ЭТК формируется секретарем ЭТК в соответствии с графиком заседаний с учетом представленных документов по продлению срока службы основного оборудования. Форма графика представлена в приложении Г.

8.3.2 Секретарь ЭТК представляет поступивший пакет документов по продлению срока службы основного оборудования включающий:

- повестку дня и список участников заседания;
- материалы, поступившие от филиалов (согласно А.3.1);
- экспертные заключения;
- иную документацию.

8.3.3 По каждой единице оборудования, рассматриваемой на предмет продления срока службы, выступает технический руководитель филиала Общества (ДЗО) с изложением вопросов в представленных материалах по состоянию оборудования и вносит предложение по срокам продления срока службы.

8.3.4 После выступления технического руководителя филиала Общества (ДЗО) свое заключение о возможности продления срока службы рассматриваемого оборудования излагает независимый эксперт (в случае его отсутствия экспертное заключение зачитывается секретарем ЭТК).

8.3.5 Членами ЭТК обсуждаются рассматриваемые материалы, с вынесением решения о возможности продления срока службы представленного оборудования.

8.3.6 Решение ЭТК принимается простым большинством голосов. Член ЭТК, не согласный с мнением большинства, имеет право оформить свои

замечания в письменном виде (особое мнение). Секретарь ЭТК обязан приложить замечания к материалам заседания ЭТК.

8.3.7 В случае равенства голосов членов ЭТК голос Председателя ЭТК является решающим.

8.3.8 Решение ЭТК о продлении срока службы основного оборудования оформляется для каждого филиала по однотипному оборудованию (гидротурбины, гидрогенераторы, трансформаторы) в 2-х экземплярах по форме, приведенной в приложении Б. Ответственным за оформление решения является секретарь ЭТК. Форма решения представлена в приложении Д.

8.3.9 Время оформления решения не должно превышать 20 рабочих дней с даты проведения заседания ЭТК.

8.3.10 После утверждения решение регистрируется секретарем ЭТК и вносится в общую базу данных. Один оригинал решения и сопроводительные материалы хранятся у секретаря ЭТК (срок хранения решений и сопроводительных документов у секретаря ЭТК до передачи в архив – 1 год). Второй оригинал решения направляется в филиал ПАО «РусГидро» (ДЗО).

8.3.11 Рассылка решений в филиалы ПАО «РусГидро» (ДЗО) производится секретарем ЭТК в течение пяти рабочих дней после их оформления.

8.4 Контроль исполнения решений

8.4.1 Ответственным за исполнение решений ЭТК является технический руководитель филиала ПАО «РусГидро» (ДЗО).

8.4.2 Контроль исполнения решений ЭТК осуществляет секретарь ЭТК.

9 Требования, обеспечивающие безопасность эксплуатации основного оборудования на продлеваемый период

9.1 Гидротурбинная установка должна удовлетворять требованиям безопасности, охраны труда и производственной санитарии согласно ГОСТ 12.2.003, ГОСТ 12.2.007.1, ГОСТ 12.1.003, СТО 17330282.27.140.005-2008 и СТО 70238424.27.140.034-2009

9.2 Требования безопасности гидрогенераторов должны выполняться по классу 01 по ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.1, ГОСТ 12.1.003, ГОСТ 12.1.004, а также соответствовать СТО 17330282.27.140.006-2008, ГОСТ 17516.1 и СТО 70238424.27.140.034-2009.

9.3 Трансформаторы силовые должны удовлетворять требованиям безопасности, охраны труда и производственной санитарии согласно ГОСТ

12.2.007.2, ГОСТ 12.2.024, ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.1, ГОСТ 12.1.003, ГОСТ 17516.1 и СТО 70238424.27.140.034-2009.

Примечание – Номенклатура документов в разделе 7 не является исчерпывающей, и при необходимости должна быть дополнена при планировании, подготовке и проведении работ по продлению срока службы (безопасной эксплуатации).

Приложение А

(рекомендуемое)

Типовая программа работ по обследованию гидротурбины при продлении срока службы.

А.1 Цель обследования

Целями и задачами проведения комплексного обследования технического состояния гидротурбины являются:

- объективная оценка ее технического состояния по результатам проведенных измерений и проверок;
- определение возможности и целесообразности продления срока службы гидротурбины, выработавшей нормативный срок службы, ее элементов и конструктивных узлов, определяющих безопасность дальнейшей эксплуатации гидроагрегата;
- выработку рекомендаций по ремонтному обслуживанию, проведению капитальных ремонтов и продолжению эксплуатации гидротурбины, включая введение при необходимости специальных эксплуатационных мер (дополнительный контроль, режимные ограничения, внеплановый ремонт и т.п.).

А.2 Состав и объем работ

Оценка состояния гидротурбины по результатам комплексного технического обследования должна охватывать следующие конструктивные узлы:

- спиральную камеру и статор;
- камеру рабочего колеса;
- рабочее колесо вместе с крепежом деталей;
- крышку турбины;
- направляющий аппарат и сервомоторы;
- турбинный подшипник и крепление к крышке турбины;
- вал турбины;
- статор и колонны статора;
- направляющий подшипник гидротурбины;
- маслоприемник;
- регулятор частоты вращения гидротурбины.

Программа работ по комплексному техническому обследованию должна включать:

- сведения об использовании и ремонтах гидротурбины, произведенным реконструкциям и заменам узлов, документации и опыта эксплуатации гидротурбины с учетом ее конструктивных особенностей, режимов работы, данных постоянного штатного контроля, результатов предшествующих испытаний;
- контроль состояния поверхностей рабочего колеса;
- обследование и оценку состояния крепежа деталей рабочего колеса;
- проведение дефектоскопии металла лопастей на входных, выходных и периферийных кромках, в зоне галтельных переходов, а также в местах трещин,

обнаруженных при визуальном обследовании на лопастях и других деталях рабочего колеса;

- измерение зазоров между лопастями и камерой рабочего колеса;
- обследование и оценку состояния всей поверхности камеры рабочего колеса и сопрягающего пояса с регистрацией повреждений и дефектоскопией металла;
- обследование и оценку состояния турбинного подшипника, включая элементы крепления и уплотнения;
- обследование и оценку состояния направляющего аппарата;
- обследование и оценку состояния подпятника с определением состояния рабочей поверхности сегментов;
- анализ и оценку результатов вибрационного контроля состояния гидротурбины;
- обследование и оценку состояния маслоприемника;
- обследование и оценку состояния системы регулирования гидротурбины;
- результаты энергетических испытаний гидроагрегата.

Конкретная программа работ и перечень используемых методов диагностирования при проведении комплексного обследования устанавливается и утверждается техническим руководителем предприятия с учетом типа, технического состояния, срока службы, условий и опыта эксплуатации обследуемой и однотипных гидротурбин, определяющий методику измерений и испытаний.

Узлы, подлежащие обследованию, и перечень документов, определяющих методику измерений и испытаний приведены в таблице А.1

Т а б л и ц а А.1

Узлы, подлежащие обследованию	Документ, регламентирующий методику измерений и испытаний, критерии предельного состояния
1 Рабочее колесо с лопастями	Раздел 8.2 СТО 17330282.27.140.001 – 2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций» СТО РусГидро 02.03.93-2013 Гидротурбины вертикальные. Контроль металла лопастей и камер рабочих колёс. Методические указания РД 03-606-03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю СТО РусГидро 02.03.70-2011 Гидротурбины. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования.
2 Камера рабочего колеса	Раздел 8.6 СТО 17330282.27.140.001 – 2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций» СТО РусГидро 02.03.93-2013 Гидротурбины вертикальные. Контроль металла лопастей и камер рабочих колёс. Методические указания РД 03-606-03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю (утверждена постановлением Госгортехнадзора РФ от 11.06.2003 № 92) СТО РусГидро 02.03.70-2011 Гидротурбины. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования
3 Направляющий	Раздел 8.4 СТО 17330282.27.140.001 – 2006

аппарат гидротурбины	<p>«Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций» РД 03-606-03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю (утверждена постановлением Госгортехнадзора РФ от 11.06.2003 № 92) СТО РусГидро 02.03.70-2011 Гидротурбины. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования</p>
4 Крышка гидротурбины	<p>Раздел 8.5, Раздел 11.1 СТО 17330282.27.140.001 – 2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций» РД 03-606-03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю (утверждена постановлением Госгортехнадзора РФ от 11.06.2003 № 92) СТО РусГидро 02.03.70-2011 Гидротурбины. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования СТО РусГидро 02.03.107-2013 Гидроэлектростанции. Неразрушающий контроль крепёжных элементов ответственных узлов гидроагрегатов. Методические указания</p>
5 Металлические элементы проточной части (спиральная камера, конусотсасывающей трубы)	<p>Раздел 8.6 СТО 17330282.27.140.001 – 2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций» РД 03-606-03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю (утверждена постановлением Госгортехнадзора РФ от 11.06.2003 № 92) СТО РусГидро 02.03.70-2011 Гидротурбины. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования</p>
6 Подшипник турбины направляющий	<p>Раздел 10.2 СТО 17330282.27.140.001 – 2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций» РД 03-606-03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю (утверждена постановлением Госгортехнадзора РФ от 11.06.2003 № 92) СТО РусГидро 02.03.70-2011 Гидротурбины. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования</p>
7 Вал гидротурбины	<p>Раздел 10.3 СТО 17330282.27.140.001 – 2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций» РД 03-606-03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю (утверждена постановлением Госгортехнадзора РФ от 11.06.2003 № 92) СТО РусГидро 02.03.70-2011 Гидротурбины. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования СТО РусГидро 02.01.91-2013 Гидроагрегаты вертикальные. Методические указания по проверке и</p>

		устранению дефектов центровки
8	Маслоприемник поворотной-лопастной гидротурбины	<p>Раздел 8.3 СТО 17330282.27.140.001 – 2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций»</p> <p>РД 03-606-03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю (утверждена постановлением Госгортехнадзора РФ от 11.06.2003 № 92)</p> <p>СТО РусГидро 02.03.70-2011 Гидротурбины. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования</p>
9	Система автоматического регулирования гидротурбин	<p>Приложение Н ГОСТ Р 55260.3.2-2013 Гидроэлектростанции. Часть 3-2. Гидротурбины. Методики оценки технического состояния</p> <p>Раздел 11.1 СТО 17330282.27.140.001 – 2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций»</p> <p>РД 03-606-03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю (утверждена постановлением Госгортехнадзора РФ от 11.06.2003 № 92)</p> <p>СТО РусГидро 02.03.70-2011 Гидротурбины. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования</p>
10	Система технического водоснабжения	<p>Раздел 11.2 СТО 17330282.27.140.001 – 2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций»</p> <p>СТО 17330282.27.140.007-2008 «Технические системы гидроэлектростанций. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования»</p>
11	Система охлаждения и вентиляции	<p>Раздел 11.3 СТО 17330282.27.140.001 – 2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций»</p> <p>СТО 17330282.27.140.007-2008 «Технические системы гидроэлектростанций. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования»</p> <p>СТО РусГидро 02.03.70-2011 Гидротурбины. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования</p>
12	Система смазки	<p>Раздел 11.4 СТО 17330282.27.140.001 – 2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций»</p> <p>СТО 17330282.27.140.007-2008 «Технические системы гидроэлектростанций. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования»</p> <p>СТО РусГидро 02.03.70-2011 Гидротурбины. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования</p>
13	Система перевода гидроагрегатов в режим	<p>Раздел 11.5 СТО 17330282.27.140.001 – 2006 «Методики оценки технического состояния основного</p>

синхронного компенсатора	оборудования гидроэлектростанций СТО 17330282.27.140.007-2008 «Технические системы гидроэлектростанций. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» СТО РусГидро 02.03.70-2011 Гидротурбины. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования
14 Система торможения гидроагрегата	Раздел 11.6 СТО 17330282.27.140.001 – 2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций» СТО 17330282.27.140.007-2008 «Технические системы гидроэлектростанций. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования» СТО РусГидро 02.03.70-2011 Гидротурбины. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования

А.3 Перечень испытаний и измерений, проводимых при разных режимах (состояниях) гидротурбины

Оценку технического состояния при техническом обследовании производят по данным измерений, осуществляемых: при работающем оборудовании по косвенным признакам; при остановленном гидроагрегате и осушенном проточном тракте.

В состав выполняемых испытаний и измерений входит:

- измерение набора мощности гидротурбины с использованием штатных приборов;
 - измерение величины биения вала и вибрации опорных конструкций гидроагрегата в зоне шахты гидротурбины (крышка турбины, корпус турбинного подшипника, опора подпятника) сверх значений, установленных документацией завода изготовителя: отчетливое повышение биения вала или вибрации по сравнению с обычным уровнем или изменение характера колебаний;
- энергетические испытания по определения фактической мощности и формы рабочих характеристик гидротурбины;
- измерение зазоров между лопастями и камерой рабочего колеса; равномерность углов установки лопастей;
- испытания системы регулирования;
- контроль металла рабочего колеса гидротурбины;
- контроль линии вала с измерением зазоров по отдельным составным частям гидроагрегата;
- измерение фактических размеров проточной части гидротурбины и их соответствие проектным параметрам;
- испытания регуляторов частоты вращения турбины с определением перестановочных усилий.

А.4 Анализ результатов испытаний и измерений

Анализ результатов испытаний и измерений, выполненных в рамках комплексного обследования технического состояния гидротурбины, должен включать:

- оценку точности измерений контролируемых параметров;

- сравнение результатов измерений и расчетов (косвенных оценок) с допустимыми значениями, содержащимися в нормативно-директивных документах, например, в национальных стандартах и технических условиях на гидротурбины, в директивных материалах организаций-изготовителей, правилах [1] и т.д.;

- сравнения результатов измерений, выполненных в рамках комплексного обследования, с результатами предыдущих измерений в процессе эксплуатации и с результатами заводских и послеремонтных испытаний;

- оценку динамики изменения важнейших контролируемых параметров во времени (с использованием результатов ранее проводившихся измерений и расчетов параметров трендов).

Оценку технического состояния принимают на основе анализа всех результатов контроля и технических обследований для каждого конструктивного узла гидротурбины с учетом возможности и результатов устранения выявленных дефектов и/или замены изношенных узлов.

А.5 Требования к заключению о техническом состоянии гидротурбины

Заключение о техническом состоянии гидротурбины по результатам комплексного технического обследования должно содержать:

- основные технические данные обследуемого гидротурбины;
- сведения о модернизации и ремонтах гидротурбины;
- сведения об осуществленных заменах основных узлов и причинах замен;
- сводку результатов предыдущих диагностических проверок, регламентных и специальных испытаний;
- сведения об имевших место повреждениях (дефектах) конструктивных узлов и методах, примененных при их устранении;
- основные результаты измерений, испытаний и расчетов (в краткой форме) выполненных в рамках комплексного обследования.
- перечень основных дефектов, выявленных при проведении технического обследования, рекомендации по их устранению;
- оценку технического состояния конструктивных узлов и гидротурбины в целом, возможность и условия ее дальнейшей эксплуатации;
- заключение о возможности (не возможности) продления срока эксплуатации гидрогенератора с желательным сроком продления.

По результатам комплексного технического обследования должна быть дана оценка технического состояния гидротурбины исходя из следующего:

- при оценке состояния как «работоспособное» гидротурбина признается пригодной для нормальной дальнейшей эксплуатации с проведением в необходимом объеме плановых ремонтных и профилактических мероприятий;
- при оценке состояния как «частично неработоспособное» должны быть обоснованы и назначены мероприятия для восстановления работоспособности (проведение ремонта, модернизации, замены отдельных деталей и узлов); до проведения этих мероприятий технический руководитель ГЭС должен принять решение о целесообразности введения режимных ограничений и сокращенной периодичности контроля;
- при оценке состояния основных узлов гидротурбины как «неработоспособное» должны быть немедленно приняты меры по выводу оборудования из работы и

восстановлению его работоспособности путём ремонта, модернизации или замены поврежденных конструктивных узлов;

- при оценке состояния основных узлов гидротурбины как «предельное» должны быть немедленно приняты меры по выводу оборудования из работы с целью замены поврежденных элементов и конструктивных узлов.

А. 6 Метрологические вопросы проведения комплексного обследования гидротурбин

При организации проведения комплексного обследования и контроля технического состояния гидротурбин должен предусматриваться комплекс мероприятий по обеспечению единства измерений (СИ) включающий:

- своевременное представление в поверку СИ, подлежащих государственному контролю и надзору;
- организацию и проведение работ по калибровке СИ, не подлежащих поверке;
- использование аттестованных методик выполнения измерений (МВИ);
- обеспечение соответствия точностных характеристик применяемых СИ требованиям к точности измерений технологических параметров.

Поверке подлежат все используемые средства измерений (СИ), относящиеся к сфере государственного контроля и надзора, в том числе эталоны, используемые для поверки и калибровки СИ, рабочие СИ, относящиеся к контролю параметров окружающей среды, обеспечению безопасности труда, а также при геодезических работах. Результаты поверки СИ удостоверяют поверительным клеймом и/или свидетельством о поверке, форма которых и порядок нанесения устанавливаются регламентами и стандартами России.

Средства измерений, не подлежащие поверке, подлежат калибровке. Периодичность калибровки устанавливается лицом, ответственным в области метрологии по согласованию с технологическими подразделениями, и утверждает техническим руководителем ГЭС. Результаты калибровки СИ удостоверяют отметкой в его паспорте, калибровочным знаком, наносимым на СИ, или сертификатом о калибровке, а также записью в эксплуатационной документации.

Приложение Б

(рекомендуемое)

Типовая программа работ по обследованию гидрогенератора при продлении срока службы

Б.1 Цель обследования

Целями и задачами проведения комплексного обследования технического состояния гидрогенератора являются:

- объективная оценка его технического состояния по результатам проведенных измерений и проверок;
- определение возможности и целесообразности продления срока службы гидрогенератора, выработавшего нормативный срок службы, его элементов и конструктивных узлов, определяющих безопасность дальнейшей эксплуатации гидроагрегата;
- выработку рекомендаций по ремонтному обслуживанию, проведению капитальных ремонтов и продолжению эксплуатации гидрогенератора, включая введение при необходимости специальных эксплуатационных мер (дополнительный контроль, режимные ограничения, внеплановый ремонт и т.п.).

Б.2 Состав и объем работ

Оценка состояния гидрогенератора по результатам комплексного технического обследования должна охватывать следующие конструктивные узлы:

- обмотка статора;
- стальные конструкции статора, включая активную часть статора (сердечник);
- стальные конструкции ротора;
- обмотка возбуждения и демпферная обмотка ротора;
- щеточно-контактный аппарат.
- подпятники гидрогенераторов крестовины и перекрытия
- направляющие подшипники
- косвенное охлаждение. воздухоохладители
- система торможения
- генератор регуляторный
- система теплового контроля

Программа работ по комплексному техническому обследованию должна включать:

- анализ ремонтной документации и опыта эксплуатации гидрогенератора с учетом его конструктивных особенностей, режимов работы, данных постоянного штатного контроля, результатов предшествующих испытаний;
- контроль состояния изоляции обмотки статора, ротора и цепей возбуждения;
- испытания гидрогенератора на нагревание;
- вибрационные испытания гидрогенератора;
- технический осмотр гидрогенератора;

- контроль плотности прессовки пакетов активной стали;
- контроль формы воздушного зазора гидрогенератора;
- оценка теплового состояния паяных соединений головок лобовых частей обмотки статора;
- контроль состояния изоляции шихтованных листов активной стали сердечника статора и выявление опасных очагов замыкания листов;
- контроль исправности щеточно-контактного аппарата.

Конкретная программа работ и перечень используемых методов диагностирования при проведении комплексного обследования устанавливается и утверждается техническим руководителем предприятия с учетом типа, технического состояния, срока службы, условий и опыта эксплуатации обследуемого и однотипных гидрогенераторов.

Узлы, подлежащие обследованию. и перечень документов, определяющих методику измерений и испытаний приведены в таблице Б.1.

Т а б л и ц а Б.1

Узлы, подлежащие обследованию	Документ, определяющий методику измерений и испытаний, критерии предельного состояния
1. Обмотка статора	Раздел 9.2 СТО 17330282.27.140.001 – 2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций» п.5.2 СТО РусГидро 02.03.69-2011 Гидрогенераторы. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования.
2. Стальные конструкции статора, включая активную часть статора (сердечник)	Раздел 9.3 СТО 17330282.27.140.001 – 2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций» п.5.1 СТО РусГидро 02.03.69-2011 Гидрогенераторы. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования.
3. Стальные конструкции ротора	Раздел 9.4 СТО 17330282.27.140.001 – 2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций» п.5.3 СТО РусГидро 02.03.69-2011 Гидрогенераторы. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования.
4. Обмотка возбуждения и демпферная обмотка ротора	Раздел 9.5 СТО 17330282.27.140.001 – 2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций» СТО СО-ЕЭС 59012820.29.160.20.001-2012 Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов
5. Щеточно-контактный аппарат	Раздел 9.6 СТО 17330282.27.140.001 – 2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций» п.5.4 СТО РусГидро 02.03.69-2011 Гидрогенераторы. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования.
6. Подпятники	п.5.5 СТО РусГидро 02.03.69-2011 Гидрогенераторы.

гидрогенераторов	Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования п.10.1 СТО 17330282.27.140.001 – 2006 «Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций
7. Крестовины и перекрытия	п. 5.7 СТО РусГидро 02.03.69-2011 Гидрогенераторы. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования
8. Направляющие подшипники	Раздел 9.2 ГОСТ Р 55260.3.2-2013 Гидроэлектростанции. Часть 3-2. Гидротурбины. Методики оценки технического состояния п.10.2 СТО 17330282.27.140.001-2006 Методики оценки технического состояния основного оборудования гидроэлектростанций п.5.6 СТО РусГидро 02.03.69-2011 Гидрогенераторы. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования
9. Косвенное охлаждение. Воздухоохладители	п. 5.8 СТО РусГидро 02.03.69-2011 Гидрогенераторы. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования
10. Генератор регуляторный	п. 5.10 СТО РусГидро 02.03.69-2011 Гидрогенераторы. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования
11. Система теплового контроля	п. 5.11 СТО РусГидро 02.03.69-2011 Гидрогенераторы. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования
12. Испытания гидрогенератора	п. 7.1 СТО РусГидро 02.03.69-2011 Гидрогенераторы. Общие технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования РД 34.45-51.300-97 Объем и нормы испытаний электрооборудования Раздел 8.1, Приложения А-М ГОСТ Р 55260.2.2-2013 Гидроэлектростанции. Часть 2-2. Гидрогенераторы. Методики оценки технического состояния

Б.3 Перечень испытаний и измерений, проводимых при разных режимах (состояниях) гидрогенератора

Оценку технического состояния при техническом обследовании производят по данным измерений, осуществляемых: при вращении ротора гидрогенератора (в том числе работающего в сети); при неподвижном роторе и отключении гидрогенератора от сети.

При вращении ротора гидрогенератора производят:

- измерение электрических параметров – напряжений, токов, мощности (активной и реактивной), частоты – штатными системами с использованием в необходимых случаях приборов класса точности 0,2 или 0,5;

- контроль теплового состояния обмоток статора и ротора, стали статора – штатными системами с установкой, при необходимости, дополнительных термоэлектрических датчиков;

- контроль исправности щёточно-контактного аппарата – штатными системами в сочетании со специальными средствами;
 - измерение вибрации элементов статора и ротора, биения вала – штатными системами, дополнительными датчиками и измерительными средствами;
 - измерение воздушного зазора с целью определения динамических форм ротора и статора и определение взаимного положения последних – специальными средствами;
 - измерение частоты вращения ротора – штатной системой;
 - снятие характеристик холостого хода и короткого замыкания гидрогенератора.
- При неподвижном роторе и отключении гидрогенератора от сети производят:
- измерение сопротивлений изоляции обмоток статора и ротора;
 - испытания изоляции обмотки статора повышенным выпрямленным напряжением;
 - испытания изоляции обмоток статора и ротора повышенным напряжением промышленной частоты;
 - измерение интенсивности частичных разрядов;
 - измерение сопротивлений обмоток статора и ротора постоянному току; на роторе, кроме того, производят измерение сопротивления по полюсам или парам полюсов, а также измерение сопротивления контактного соединения катушек полюсов;
 - измерение сопротивлений обмоток полюсов или пар полюсов ротора переменному току промышленной частоты;
 - измерение воздушного зазора, с целью определения статических форм ротора и статора, центровки статора и ротора;
 - испытание стали сердечника статора методом высокочастотного сканирования расточки статора специальным датчиком;
 - испытание сердечника статора при кольцевом намагничивании с индукцией $1,0 \pm 0,1$ Тл при косвенном и $1,4 \pm 0,1$ Тл при непосредственном охлаждении обмоток;
 - проверку плотности водяной системы охлаждения обмотки статора;
 - оценку плотности посадки обода на спицах ротора при подъёме его на тормозах – по величине аксиальных статических перемещений обода относительно спиц;
 - испытания подпятников с целью получения характеристик, позволяющих судить о его техническом состоянии;
 - проверку плотности прессовки сердечника (активной стали) статора – с применением тарировочного ножа.

Б.4 Анализ результатов испытаний и измерений

Анализ результатов испытаний и измерений, выполненных в рамках комплексного обследования технического состояния гидрогенератора, должен включать:

- оценку точности измерений контролируемых параметров;
- сравнение результатов измерений и расчетов (косвенных оценок) с допустимыми значениями, содержащимися в нормативно-директивных документах, например, в национальных стандартах и технических условиях на гидрогенераторы, в директивных материалах организаций-изготовителей, правилах [1] и т.д.;
- сравнения результатов измерений, выполненных в рамках комплексного обследования, с результатами предыдущих измерений в процессе эксплуатации и с результатами заводских и послеремонтных испытаний;
- оценку динамики изменения важнейших контролируемых параметров во времени

(с использованием результатов ранее проводившихся измерений и расчетов параметров трендов).

Оценку технического состояния принимают на основе анализа всех результатов контроля и технических обследований для каждого конструктивного узла гидрогенератора с учетом возможности и результатов устранения выявленных дефектов и/или замены изношенных узлов.

Б.5 Требования к заключению о техническом состоянии гидрогенератора

Заключение о техническом состоянии гидрогенератора по результатам комплексного технического обследования должно содержать:

- основные технические данные обследуемого генератора;
- сведения о модернизации и ремонтах генератора;
- сведения об осуществленных заменах основных узлов и причинах замен;
- сводку результатов предыдущих диагностических проверок, регламентных и специальных испытаний;
- сведения об имевших место повреждениях (дефектах) конструктивных узлов и методах, примененных при их устранении;
- основные результаты измерений, испытаний и расчетов (в краткой форме) выполненных в рамках комплексного обследования.
- перечень основных дефектов, выявленных при проведении технического обследования, рекомендации по их устранению;
- оценку технического состояния конструктивных узлов и гидрогенератора в целом, возможность и условия его дальнейшей эксплуатации;
- заключение о возможности (не возможности) продления срока эксплуатации генератора с желательным сроком продления.

По результатам комплексного технического обследования должна быть дана оценка технического состояния гидрогенератора исходя из следующего:

- при оценке состояния как «работоспособное» гидрогенератор признается пригодным для нормальной дальнейшей эксплуатации с проведением в необходимом объеме плановых ремонтных и профилактических мероприятий;
- при оценке состояния как «частично неработоспособное» должны быть обоснованы и назначены мероприятия для восстановления работоспособности (проведение ремонта, модернизации, замены отдельных деталей и узлов); до проведения этих мероприятий технический руководитель ГЭС должен принять решение о целесообразности введения режимных ограничений и сокращенной периодичности контроля;
- при оценке состояния основных узлов гидрогенератора как «неработоспособное» должны быть немедленно приняты меры по выводу оборудования из работы и восстановлению его работоспособности путём ремонта, модернизации или замены поврежденных конструктивных узлов;
- при оценке состояния основных узлов гидрогенератора как «предельное» должны быть немедленно приняты меры по выводу оборудования из работы с целью замены поврежденных элементов и конструктивных узлов.

Б.6 Метрологические вопросы проведения комплексного обследования гидрогенераторов

При организации проведения комплексного обследования и контроля технического состояния гидрогенераторов должен предусматриваться комплекс мероприятий по обеспечению единства измерений (СИ) включающий:

- своевременное представление в поверку СИ, подлежащих государственному контролю и надзору;
- организацию и проведение работ по калибровке СИ, не подлежащих поверке;
- использование аттестованных методик выполнения измерений (МВИ);
- обеспечение соответствия точностных характеристик применяемых СИ требованиям к точности измерений технологических параметров.

Поверке подлежат все используемые средства измерений (СИ), относящиеся к сфере государственного контроля и надзора, в том числе эталоны, используемые для поверки и калибровки СИ, рабочие СИ, относящиеся к контролю параметров окружающей среды, обеспечению безопасности труда, а также при геодезических работах. Результаты поверки СИ удостоверяют поверительным клеймом и/или свидетельством о поверке, форма которых и порядок нанесения устанавливаются регламентами и стандартами России.

Средства измерений, не подлежащие поверке, подлежат калибровке. Периодичность калибровки устанавливается лицом, ответственным в области метрологии по согласованию с технологическими подразделениями, и утверждает техническим руководителем ГЭС. Результаты калибровки СИ удостоверяют отметкой в его паспорте, калибровочным знаком, наносимым на СИ, или сертификатом о калибровке, а также записью в эксплуатационной документации.

Приложение В

(рекомендуемое)

Типовая программа работ по обследованию силовых трансформаторов при продлении срока службы

В.1 Цель обследования

Целями и задачами проведения комплексного обследования технического состояния трансформатора (автотрансформатора) или шунтирующего реактора (далее везде - трансформатора) на номинальное напряжение 110-750 кВ являются:

- объективная оценка его технического состояния по результатам проведенных измерений и проверок;
- оценка остаточного ресурса на основании анализов проб трансформаторного масла и целлюлозной изоляции;
- разработка рекомендаций по порядку эксплуатации и целесообразности проведения капитального ремонта;
- оценка остаточного ресурса для принятия решения о продлении срока службы оборудования.

В.2 Состав и объем работ

Обследование трансформаторов в период проведения капитального (текущего) ремонта включает в себя:

- предварительный анализ материалов о работе конструктивных узлов трансформатора, нарушениях нормальных режимов работы и аварийных ситуациях, выявленных за предыдущий период эксплуатации; анализ проводится по актам, формулярам, техническим отчетам, оперативным журналам и опросу эксплуатационного персонала;
- анализ условий эксплуатации обследуемого трансформатора на месте его установки;
- анализ особенностей конструкции обследуемого трансформатора, характерных дефектов и повреждений в трансформаторах аналогичного типа;
- сбор и анализ результатов измерения диагностических параметров узлов и систем трансформатора при периодическом контроле за время эксплуатации;
- проведение специальных диагностических измерений и испытаний на отключенном и расшинованном трансформаторе, на трансформаторе при рабочем напряжении в режимах холостого хода и при нагрузке;
- проведение в лаборатории физико-химического анализа показателей качества масла, а также хроматографических анализов растворенных газов и фурановых соединений в масле из бака трансформатора, РПН и вводов;
- обработку и анализ результатов измерений и испытаний, выполненных в рамках комплексного обследования и полученных ранее от организации-изготовителя, при монтаже, а также во время эксплуатации при периодическом контроле и после проведения

ремонтных работ.

Заключение по результатам комплексного диагностического обследования должно содержать:

- выводы о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации обследуемого трансформатора;
- конкретные рекомендации по объему и срокам проведения ремонтных работ (при необходимости);
- рекомендации о содержании и сроках (периодичности) контроля узлов и систем обследуемого трансформатора при последующей эксплуатации;

Комплексные диагностические обследования трансформаторов целесообразно проводить:

- после 20-25 и более лет эксплуатации, т.е. в конце нормативного срока эксплуатации, а далее (при продлении срока службы) через 10-15 лет с учетом результатов периодического контроля;
- при обнаружении негативных изменений диагностируемых параметров в рамках периодического контроля или мониторинга, а также при необходимости решения вопроса о проведении капитального ремонта.

В.3 Анализ условий эксплуатации обследуемого трансформатора

Условия эксплуатации трансформатора, которые характеризуются комплексом различных по содержанию параметров, решающим образом влияют на вероятность появления и темпы развития дефектов (повреждений) в отдельных узлах и системах трансформатора. Поэтому для обоснованного составления рабочей программы комплексного обследования, а затем для объяснения (обоснования) полученных результатов испытаний и измерений необходима достоверная информация об условиях работы трансформатора. Прежде всего, необходимы следующие сведения:

- суммарная продолжительность эксплуатации трансформатора (дата включения в работу, даты перерывов в работе за все время эксплуатации);
- уровни нагрузок (максимальная, минимальная, средняя за последние годы);
- температура масла в баке трансформатора при разных нагрузках и при характерных температурах окружающего воздуха;
- наибольшие длительные значения рабочего напряжения на сторонах ВН, СН и НН;
- число зафиксированных сквозных КЗ (трехфазных, однофазных), расчетные или зафиксированные значения токов КЗ;
- сведения о грозовых и внутренних (коммутационных) перенапряжениях;
- режимы работы нейтрали (для трансформаторов 110-220 кВ в настоящее время и прежние годы);
- режим работы РПН;
- результаты работы контроля изоляции вводов;
- тип масла в баке, в контакторе РПН и вводах;
- результаты эксплуатационных испытаний и анализов;
- даты и содержание ремонтных работ.

Кроме этого необходима информация о других особенностях эксплуатации (например, наличия летучих кислот в атмосфере, мощных выпрямительных установках

вблизи трансформатора, имевших место аварийных и нештатных ситуациях: неполно фазных режимах, пожарах вблизи трансформатора, утечках масла, неправильных работах защитных и коммутационных устройств и аппаратов и т.д.), а также замеченных аномалиях в работе трансформатора (нехарактерных шумах, перегревах, искрениях по разъему бака и др.).

В.4 Содержание испытаний и измерений при комплексном обследовании

В.4.1 Общие положения

При комплексном обследовании обязательному контролю подлежат:

- твердая изоляция;
- масло из бака трансформатора, маслонаполненных вводов, бака контактора РПН, а также из бака предизбирателя для РПН с переключающим устройством типа ЗРНОА;
- обмотки (включая систему прессовки) и отводы;
- магнитная система;
- устройства РПН и ПБВ;
- вводы;
- система охлаждения (включая маслонасосы, электродвигатели маслонасосов и вентиляторов);
- бак трансформатора и расширитель;
- система защиты и регенерации масла;

Методики испытаний и измерений, предусмотренных настоящей Типовой программой, предполагают следующие режимы (состояния) трансформатора:

- рабочее напряжение, нагрузка вплоть до номинальной;
- рабочее напряжение, холостой ход;
- трансформатор отключен и расшинован.

Для некоторых испытаний необходимы несколько режимов, обеспечивающих разные температурные состояния или возможности подключения измерительной аппаратуры.

Последовательность необходимых режимов (состояний)

трансформатора и их продолжительность определяются в каждом конкретном случае (в рабочей программе), в зависимости от целей обследования и режимных возможностей сети.

При испытаниях и измерениях, предусмотренных настоящей Типовой программой, используются сложные методики и технические средства, которые могут реализовать только высококвалифицированные специалисты -сотрудники специализированных организаций.

В.4.2 Перечень диагностических испытаний и измерений при комплексном обследовании трансформатора

Перечень испытаний и измерений, выполняемых при комплексном обследовании трансформатора, а также документов, регламентирующих методики проведения этих испытаний и измерений, приведены в таблицах В.1 и В.2. В таблице В.1 не включены методы испытаний и измерений, которые могут быть выполнены только при проведении ремонтных работ, например, отбор проб изоляционной бумаги для измерения степени

полимеризации; проверка бака на герметичность и др.

Т а б л и ц а В.1 Диагностические измерения и испытания узлов и систем трансформатора

Узел или система трансформатора	Содержание измерения и испытания	Документ, регламентирующий методику измерений и испытаний
1. Твердая изоляция	Измерение тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta$), сопротивления (R) и емкости (C) изоляции обмоток	[4]
	Хроматографический анализ растворенных газов в масле из бака трансформатора	[5] [6]
	Хроматографический анализ фурановых соединений в масле из бака трансформатора	[8]
	Определение физико-химических показателей качества масла из бака трансформатора	По таблице Г.2
	Расчетная оценка влагосодержания твердой изоляции	[3]
	Измерение параметров ЧР электрическим методом	[3]
	Акустическое обследование и локация ЧР	[3]
	Измерение и анализ токов абсорбции (при необходимости)	[3]
	Оценка остаточного ресурса твердой изоляции (при необходимости и при наличии возможности)	[3]
	2. Масло из бака	Определение физико-химических показателей качества масла
3. Обмотки, отводы и контактная система	Измерение токов и потерь холостого хода при пониженном напряжении	[4]
	Измерение сопротивлений обмоток постоянному току	[4]
	Измерение сопротивления короткого замыкания (Z_k)	[4]
	Метод низковольтных импульсов (при необходимости)	[3]
	Вибрационное обследование бака трансформатора	[3]
	Измерение параметров ЧР электрическим методом	[3]
	Акустическое обследование и локация разрядов	[3]
	Тепловизионное обследование бака трансформатора и вводов	[3]

Узел или система трансформатора	Содержание измерения и испытания	Документ, регламентирующий методику измерений и испытаний
	Хроматографический анализ растворенных газов в масле из бака трансформатора	[5] [6]
4. Магнитная система	Хроматографический анализ растворенных газов в масле из бака трансформатора	[5] [6]
	Измерение токов и потерь холостого хода при: а) пониженном напряжении; б) при рабочем напряжении (при необходимости)	[4]
Узел или система трансформатора	Содержание измерения и испытания	Документ, регламентирующий методику измерений и испытаний
	Вибрационное обследование бака трансформатора	[3]
	Тепловизионное обследование бака трансформатора	[3]
	Измерение параметров электрических разрядов	[3]
	Акустическое обследование и локация разрядов	[3]
	Измерение магнитного поля у стенки бака трансформатора (при необходимости)	-
	Определение физико-химических показателей качества масла из бака трансформатора	По таблице Г.2, показатели 5 б),13
5. Устройство РПН (включая масло) и ПБВ	Хроматографический анализ растворенных газов в масле из бака контактора РПН	[5] [6]
	Определение физико-химических показателей качества масла из бака контактора РПН	По таблице Г.2
	Измерение параметров электрических разрядов	[3]
	Акустическое обследование и локация разрядов	[3]
	Измерение коэффициента трансформации	[4]
	Снятие круговой диаграммы РПН	[4]
	Осциллографирование контактов РПН	[4]
6. Вводы	Хроматографический анализ растворенных газов в масле из вводов (для маслonaполненных вводов)	[5] [6]

Узел или система трансформатора	Содержание измерения и испытания	Документ, регламентирующий методику измерений и испытаний
	Определение физико-химических показателей качества масла из вводов (для маслonaполненных вводов)	По таблице Г.2
	Измерение тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta$), сопротивления (R) и емкости (C) изоляции обмоток	[4]
	Измерение $\text{tg}\delta$ и C изоляции вводов под рабочим напряжением (при наличии возможности)	[4]
	Тепловизионное обследование	[3]
	Измерение параметров ЧР электрическим методом	[3]
	Акустическое обследование и локация разрядов	[3]
	Хроматографический анализ фурановых соединений в масле из вводов (для маслonaполненных вводов, при необходимости)	[8]
	Внешний осмотр	-
Узел или система трансформатора	Содержание измерения и испытания	Документ, регламентирующий методику измерений и испытаний
7. Система охлаждения, защиты и регенерации	Тепловизионное обследование	[3]
	Вибрационное обследование электродвигателей, маслonaсосов и вентиляторов	[3]
	Измерение фазных токов электродвигателей, маслonaсосов и вентиляторов	-
	Определение физико-химических показателей качества масла из бака трансформатора	По таблице 2, показатель 5 б)
	Хроматографический анализ растворенных газов в масле из бака трансформатора	[5] [6]
	Внешний осмотр	-

Т а б л и ц а В.2 Показатели качества трансформаторного масла

Показатель качества		Нормативный документ
1. Пробивное напряжение		ГОСТ 6581
2. Кислотное число		ГОСТ 5985
3. Температура вспышки		ГОСТ 6356
4. Влагосодержание		ГОСТ 7822 ГОСТ Р МЭК 60814
5. Содержание механических примесей	а) количественное содержание	ГОСТ 17216 ГОСТ Р МЭК 60475 [14]
	б) состав примесей	Метод мембранной фильтрации
6. Тангенс угла диэлектрических потерь при 20, 70 и 90°С		ГОСТ 6581
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей		ГОСТ 6307
8. Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитребутил-4-метилфенол или ионол)		[7]
9. Содержание растворенного шлама		[7]
10. Газосодержание (для герметичного оборудования)		[9]
11. Стабильность против окисления (до и после регенерации масла) (при необходимости)		ГОСТ 981 ГОСТ Р МЭК 61125
12. Внешний вид и цвет (при необходимости)		-
13. Плотность (при необходимости)		ГОСТ 3900
14. Вязкость кинематическая (при необходимости)		ГОСТ 33
15. Поверхностное натяжение на границе вода-масло (при необходимости)		-
16. Удельное объемное сопротивление (при необходимости)		-
17. Инфракрасная спектроскопия (при необходимости)		ГОСТ Р МЭК 60666

В соответствии с методическими указаниями [7] полный анализ масла включает измерения показателей качества по показателям 1-10 таблицы В.2. Кроме этого, по усмотрению организации, проводящей диагностическое обследование, могут быть определены и другие показатели качества трансформаторного масла.

В.4.3 Перечень испытаний и измерений, проводимых при разных режимах (состояниях) трансформатора

В.4.3.1 Трансформатор отключен и расхинован:

- отбор проб масла из бака трансформатора, бака контактора РПН и вводов для физико-химических и хроматографических анализов (допускается выполнение и при других режимах трансформатора при наличии технических возможностей);
- измерение тока и потерь холостого хода при пониженном напряжении;
- измерение тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta$), сопротивления (R) и емкости (C) изоляции обмоток изоляции обмоток;
- измерение абсорбционных характеристик изоляции обмоток (при

необходимости);

- измерение сопротивления короткого замыкания (Z_k);
- испытание обмоток трансформатора методом низковольтных импульсов (при

необходимости);

- измерение сопротивления обмоток постоянному току;
- расчетная оценка влагосодержания и остаточного ресурса твердой изоляции;
- измерение электрических характеристик внутренней изоляции вводов;
- измерение коэффициента трансформации (при необходимости, например, после

проведения ремонтных работ);

- снятие круговой диаграммы РПН и осциллографирование контактов РПН (если есть возможность провести подслив масла из бака контакторов РПН);

- контроль РПН (ПБВ) в соответствии с инструкциями организации-изготовителя;
- вибрационное обследование электродвигателей маслонасосов и вентиляторов

(допускается в режимах холостого хода и нагрузки);

измерение фазных токов электродвигателей маслонасосов и

вентиляторов (допускается и при других режимах трансформатора).

В.4.3.2 Трансформатор под рабочим напряжением, холостой ход:

- тепловизионное обследование бака и других узлов трансформатора;
- вибрационное обследование бака трансформатора;
- измерение параметров ЧР и других разрядов электрическим методом;
- акустическое обследование и локация электрических разрядов акустическим

методом;

- измерение тангенса угла диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta_1$) и емкости (C_1) изоляции вводов (при наличии возможности);

- измерение уровня магнитного поля у стенок бака (при необходимости).

Трансформатор под рабочим напряжением, нагрузка:

- тепловизионное обследование бака и других узлов трансформатора;
- вибрационное обследование бака трансформатора;
- измерение параметров ЧР и других разрядов электрическим методом;
- акустическое обследование и локация электрических разрядов акустическим

методом;

- измерение уровня магнитного поля у стенки бака трансформатора (при необходимости).

В.5 Анализ результатов испытаний и измерений

Анализ результатов испытаний и измерений, выполненных в рамках комплексного диагностического обследования трансформатора, должен включать:

- оценку точности измерений контролируемых параметров;
- сравнение результатов измерений и расчетов (косвенных оценок) с допустимыми

значениями, содержащимися в нормативно-директивных документах, например, в документе [3], в национальных стандартах и технических условиях на силовые трансформаторы, в директивных материалах организаций-изготовителей, правилах [1], документах МЭК;

- сравнения результатов измерений, выполненных в рамках комплексного обследования, с результатами предыдущих измерений в процессе эксплуатации (показаний АСУТП) и с результатами заводских и послеремонтных испытаний;
- сопоставление и проверку непротиворечивости результатов измерения контролируемых величин, имеющих общие влияющие факторы, например, результаты измерения характеристик ЧР и результаты хроматографического анализа растворенных газов, результаты измерения сопротивления R_{60} и тангенса угла диэлектрических потерь, результаты тепловизионного обследования при холостом ходе и при нагрузке и т.д.;
- оценку динамики изменения важнейших контролируемых параметров во времени (с использованием результатов ранее проводившихся измерений и расчетов параметров трендов).

В.6 Требования к заключению о техническом состоянии трансформатора

Итоги комплексного диагностического обследования силового трансформатора должны содержать:

- результаты анализа условий эксплуатации трансформатора и рекомендации о целесообразном регулировании (изменении) этих условий;
- результаты анализа комплекса измеряемых в процессе эксплуатации диагностических параметров узлов и систем трансформатора;
- основные результаты измерений, испытаний и расчетов (в краткой форме, например, в виде протоколов), выполненных в рамках комплексного обследования.

На основании указанных выше результатов обследования должен быть сделан один из следующих выводов:

- о необходимости вывода трансформатора из работы и замены его новым;
- о необходимости проведения капитального ремонта или замены отдельных узлов (например, вводов);
- о наличии в трансформаторе дефектов, требующих дополнительного диагностического контроля (наблюдения) и ограничения режимов работы до выяснения причин появления дефекта и проведения ремонтных работ;
- об отсутствии в трансформаторе развивающихся дефектов, требующих проведения специальных организационно-технических мероприятий.

В двух последних случаях должны быть составлены рекомендации по объему, содержанию и периодичности контроля узлов и систем трансформатора при последующей эксплуатации.

Если рекомендуется продление эксплуатации трансформатора, желательна оценка сроков проведения следующего комплексного обследования.

В.7 Метрологические вопросы проведения комплексного обследования силовых трансформаторов

Измерительные приборы, используемые при диагностическом обследовании должны проходить установленный метрологический контроль.

Физико-химические анализы должны выполняться в соответствии с российскими, а также международными стандартами. В случае отсутствия стандартов на проведение анализов в отчете (протоколе) о проведении обследования должно содержаться краткое

описание используемого метода.

Проведение физико-химических анализов при рассмотрении арбитражных вопросов должно проводиться только аттестованными методами в аттестованных химических лабораториях.

В.8 Техника безопасности при комплексном обследовании

В.8.1 Комплексные диагностические обследования проводятся бригадой, численность и состав которой определяются согласно требованиям правил по охране труда [10]. Ответственный руководитель работ по согласованию с эксплуатационной организацией может быть назначен из числа специалистов, проводящих обследования. Требования к ответственному руководителю, его права и обязанности определяются правилами [10].

В.8.2 Сотрудники специализированной организации, выполняющие комплексное диагностическое обследование должны пройти проверку знаний правил безопасности [2] и других нормативно-технических документов согласно правилами [10] (пункт 1.2.5). Проверка знаний должна осуществляться постоянно действующей комиссией по проверке знаний и норм, назначаемой руководителем организации.

Не менее трех членов комиссии по проверке знаний специализированной организации, в том числе руководящие работники этой организации, согласно правилам [11] (пункт 4.5.1), должны пройти проверку знаний правил безопасности, правил технической эксплуатации, правил пожарной безопасности и других государственных норм и правил в органах федеральной службы по экологическому, техническому и атомному надзору.

При отсутствии постоянно действующей комиссии сотрудники организации проходят проверку знаний в органах федеральной службы по экологическому, техническому и атомному надзору согласно правилам [11] (пункты 8.10 и 8.14).

Принимающая эксплуатационная организация в праве потребовать у членов бригады, проводящей комплексное обследование не только удостоверения о проверке знаний по охране труда согласно правилам [10] (приложение 2), но и копии протоколов о проверке знаний членов комиссии в органах федеральной службы по экологическому, техническому и атомному надзору (если члены бригады не проходили проверку в этой службе).

В.8.3 Согласно правилам по охране труда [10] (пункт 1.2.3) и документу [15] все члены бригады, выполняющей комплексное диагностическое обследование, должны пройти проверку состояния здоровья и иметь документы, подтверждающие эту проверку, которые предоставляются по требованию принимающей организации.

В.8.4 Организация работы по диагностическому обследованию проводится в соответствии с правилами [10] (разделы 12, 2, 3, 5, 11, параграфы 4.1 и 4.8) и [16].

В.8.5 Члены бригады, проводящие комплексное диагностическое обследование, согласно инструкции [12], должны иметь:

- спецодежду, в том числе каски, по инструкции [12] (пункт 4.1)
- необходимые электрозащитные средства, по инструкции [11] (раздел 2);
- предохранительные пояса, по инструкции [12] (пункт 4.5).
- индивидуальные средства защиты от электрических полей (экранирующие комплекты) при работе на трансформаторах напряжением 330 кВ и выше, по инструкции

[12] (раздел 3), СТО РусГидро 05.02.68-2011.

Все используемые средства защиты должны отвечать нормам и срокам эксплуатации, установленным в инструкции [12].

В.8.6 При работе членов бригады в непосредственной близости от бака и особенно у разъема колокола трансформатора должно учитываться допустимое время пребывания в магнитном поле при общем и локальном воздействии его на человека в соответствии с документом [13].

Для этого целесообразно в первые часы обследования провести измерения индукции магнитного поля у стенки бака, в том числе у разъема колокола в зонах продолжительной работы членов бригады. Измерения следует проводить при наибольшей возможной нагрузке трансформатора.

Приложение Г*(обязательное)***Форма годового Графика заседаний ЭТК**

«График рассмотрения на ЭТК продления сроков службы оборудования на _____ год»

№ п/п	Филиал (ДЗО)	Тип оборудования	Стан. №	Завод. №	Время рассмотрения (квартал)			
					I	II	III	IV

Приложение Д

(обязательное)

Форма решения Экспертно-технической комиссии (ЭТК) о возможности продления срока службы основного оборудования

Решение Экспертно-технической комиссии (ЭТК) по филиалу

ПАО «РусГидро» - «_____»

о возможности продления срока службы _____

(наименование оборудования)

« » _____ 20 _____ года № _____ г. Москва

1. Состав экспертно-технической комиссии (ЭТК), назначенной приказом ПАО «РусГидро» № _____ от _____:

(указывается состав ЭТК в соответствии с актуальным приказом)

2. В целях обоснования безопасной и эффективной эксплуатации _____, после выработки нормативного срока службы,
(наименование оборудования)

либо обоснования отказа от продления срока службы и замены или вывода из эксплуатации, в соответствии с требованиями СТО РусГидро 02.03.77-2015 «Гидроэлектростанции. Продление срока службы основного оборудования в процессе эксплуатации. Нормы и требования» (далее - Стандарт), принятого и введённого в действие приказом ПАО «РусГидро» № _____ от _____ ЭТК были рассмотрены:

2.1 Акт технического освидетельствования _____
(наименование оборудования)

станционный № _____ от _____
(дата акта)

2.2 Представленные, согласно требованиям Стандарта, материалы для продления срока службы _____ станционный № _____
(наименование оборудования)

2.3 Дополнительная техническая документация, включающая технические отчеты о выполненных испытаниях и специализированных обследованиях _____ станционный № _____ по оценке его
(наименование оборудования)

технического состояния и надежности дальнейшей эксплуатации.

2.4 Экспертное заключение о возможности продления срока службы _____ станционный № _____
(наименование оборудования)

3. ЭТК отмечает:

Фактически отработанный срок службы _____

(наименование оборудования)

станционный № _____ составляет – _____ лет, переработка нормативного срока _____.

4. На основании предоставленной документации о состоянии

_____ станционный № _____ Филиала ПАО «РусГидро» -

(наименование оборудования)

«_____», в соответствии с требованиями Стандарта ЭТК провела анализ его технического состояния, по результатам которого

Заключает: _____

Подписи:

_____ *(указывается состав ЭТК в соответствии с актуальным приказом)*

Библиография

- [1] Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденные приказом Минэнерго России от 19.06.03 № 229.
- [2] СП 13-102-2003 Правила обследования несущих строительных конструкций зданий и сооружений, одобренные постановлением Госстроя России от 21.08.2003 № 153.
- [3] РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования.
- [4] Сборник методических пособий по контролю состояния электрооборудования. АО «Фирма ОРГРЭС», 1998.
- [5] РД 34.46.303-98. Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов².
- [6] РД 153-34.0-46.302.00 Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов³.
- [7] РД 34.43.105-89 Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел, утвержденные Минэнерго СССР⁴.
- [8] РД 34.43.206-94 Методика количественного химического анализа. Определение содержания производных фурана в электроизоляционных маслах методом жидкостной хроматографии⁵.
- [9] РД 34.43.107-95. Методические указания по определению содержания воды и воздуха в трансформаторном масле⁶.
- [10] Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Минтруда России от 24.07.2013 № 328н.

² Указанный документ утратил силу в связи с истечением срока действия, подлежит применению Обществом в добровольном порядке в части, не противоречащей действующему законодательству и отвечающей интересам Общества.

³ Указанный документ утратил силу в связи с истечением срока действия, подлежит применению Обществом в добровольном порядке в части, не противоречащей действующему законодательству и отвечающей интересам Общества.

⁴ Указанный документ утратил силу в связи с истечением срока действия, подлежит применению Обществом в добровольном порядке в части, не противоречащей действующему законодательству и отвечающей интересам Общества.

⁵ Указанный документ утратил силу в связи с истечением срока действия, подлежит применению Обществом в добровольном порядке в части, не противоречащей действующему законодательству и отвечающей интересам Общества.

⁶ Указанный документ утратил силу в связи с истечением срока действия, подлежит применению Обществом в добровольном порядке в части, не противоречащей действующему законодательству и отвечающей интересам Общества

- [11] Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики Российской Федерации, утвержденные приказом Минтопэнерго России от 19.02.2000 № 49.
- [12] Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках, утвержденная приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 261.
- [13] Электромагнитные поля в производственных условиях. СанПиН 2.2.4.1191-03⁷
- [14] ISO 4406: 1999 Hydraulic fluid power. Fluids. Method for coding the level of contamination by solid particles (Приводы гидравлические. Жидкости. Метод кодирования степени загрязнения твердыми частицами).
- [15] Приказ Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302н «Об утверждении перечней вредных и (или) опасных производственных факторов и работ, при выполнении которых проводятся обязательные предварительные и периодические медицинские осмотры (обследования), и Порядка проведения обязательных предварительных и периодических медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда».
- [16] Приказ Минтруда России от 28.03.2014 № 155н «Об утверждении Правил по охране труда при работе на высоте».

⁷ С 01.01.2017г. вступают в силу [СанПиН 2.2.4.3359-16](#) «Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах», содержащие аналогичные требования.

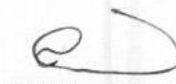
УДК

ОКС

Ключевые слова: гидроэлектростанция, продление срока службы, основное оборудование, процесс эксплуатации, нормы, требования.

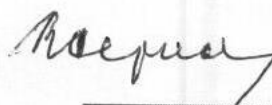
**Руководитель организации-разработчика
НП «Гидроэнергетика России»**

Исполнительный директор



Р.М. Хазиахметов

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

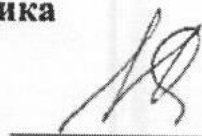


В.С. Серков

СОИСПОЛНИТЕЛИ

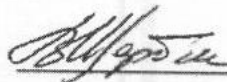
**Руководитель организации-разработчика
АО «НИИЭС»**

Генеральный директор



Ю.Б. Шполянский

Руководитель разработки,
Директор
Аналитического центра (АЦ), к.т.н.



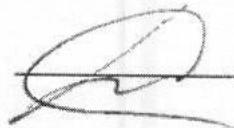
В.И. Щербина

Ответственные исполнители
Начальник отдела ОИДС



М.С. Гордон

Зам.нач.отдела НТО



В.С. Бельшев