Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗЦИИ

СТО 70238424.27.100.011-2008

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Дата введения – 2008-10-31

Издание официальное

Москва
2008

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Тепловые электрические станции (далее ТЭС) относятся к опасным производственным объектам. Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 г. № 116-ФЗ для обеспечения требований промышленной безопасности предусматривается диагностирование сооружений и технических устройств, применяемых на этих объектах.

Настоящий стандарт организации определяет нормы и требования для обеспечения промышленной безопасности, формирования общих принципов и подходов к определению технического состояния основного оборудования ТЭС, нормы и процедуры контроля (технического диагностирования) по отношению к эксплуатируемому оборудованию, представляющему угрозу для здоровья и жизни персонала станций, населения и для окружающей среды, а также несущему опасность причинения значительного материального ущерба.

Настоящий стандарт гармонизирован со следующими международными/европейскими нормами в части требований:

а) к техническим характеристикам и безопасности тепломеханического оборудования –

с директивами ЕЭС 98/37/EC-Machinery Directive (Требования к безопасности машин и оборудования, имеющих движущие части); 97/23/EC-PED (Требования безопасности систем и установок, работающих под давлением);

б) к техническим характеристикам турбин энергетических установок – со стандартами ISO 14661:2000, ISO 14661:2000/Amd. 1 (Турбины тепловые промышленного применения – паровые турбины, газовые турбины со ступенями давления – Общие требования. С изменением №1: Перечень технических характеристик паровых турбин промышленного применения); ISO 2314: 1989, 2314:1989/Amd. 1:1997 (Турбины газовые. Приемочные испытания. С изменением №1).

в) к измерениям состояния металла основного оборудования ТЭС – со стандартами ISO 3057: 1998 (Контроль неразрушающий. Металлографический метод реплик для исследования поверхности); ISO 17635:2003 (Неразрушающий контроль сварных швов. Общие правила для швов, полученных при сварке плавлением металлических материалов);

г) к техническим характеристикам по нагреву, электрической прочности и стойкости силовых трансформаторов при коротких замыканиях – со стандартами IEC 60076-2, IEC 6-76-3 и IEC 60076-5;

д) к основным понятиям, техническим требованиям и испытаниям турбогенераторов – со стандартами IEC 60034-1 (Машины электрические вращающиеся. Номинальные данные и рабочие характеристики); IEC 60034-3 (Вращающиеся электрические машины. Часть 3: Специальные требования для синхронных турбогенераторов по основным понятиям, определениям, техническим требованиям и испытательным нормам).

Настоящий стандарт определяет:

– принципы организации работ по техническому диагностированию оборудования тепловых электрических станций;

– классификацию видов технического состояния оборудования;

– технические устройства, их элементы и критические зоны, представляющие опасность для персонала станции, населения и окружающей среды;

– основные методические подходы к проведению технического диагностирования оборудования;

– нормы контроля и технического диагностирования критических элементов оборудования;

– порядок установления норм безопасности на основе анализа риска эксплуатации оборудования;

Необходимые изменения в настоящий стандарт (вызванные расширением опыта эксплуатации, внедрением новых типов оборудования либо модернизацией устаревшего оборудования, изменением нормативной базы и иными причинами) вносятся установленным порядком.

СВЕДЕНИЯ О СТАНДАРТЕ

РАЗРАБОТАН	Открытым акционерным обществом «Всероссийский теплотехнический институт» (ОАО «ВТИ»); Департаментом технического аудита и генеральной инспекции ОАО РАО «ЕЭС России»; Открытым акционерным обществом «Всероссийский научно-исследовательский институт электроэнергетики» (ОАО «ВНИИЭ»); Открытым акционерным обществом «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования» им. И.И. Ползунова (ОАО «НПО ЦКТИ»)
ВНЕСЕН	Центральной комиссией ОАО РАО «ЕЭС России» по техническому регулированию
УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	Приказом НП «ИНВЭЛ» от 01.07.2008 № 12/11
ВЗАМЕН	СТО б/н (Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 28.03.2007 № 200)

© НП «ИНВЭЛ», 2008

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

СОДЕРЖАНИЕ

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 2
3 Термины, определения, обозначения и сокращения 4
4 Оценка и подтверждение соответствия основного оборудования тепловых электростанций 5
5 Технические устройства, их основные элементы, определяющие безопасную эксплуатацию тепловых электростанций 7
6 Классификационная шкала работоспособности оборудования 8
7 Менеджмент риска применительно к основному оборудованию тепловой электростанции 9
8 Порядок продления срока эксплуатации оборудования сверх назначенного .. 13
9 Требования к техническому диагностированию/контролю элементов основного оборудования тепловых электростанций 16
Приложение А (рекомендуемое) Форма заявки на проведение работ по подтверждению соответствия 51
Приложение Б (рекомендуемое) Форма решения по установлению возможности и сроков дальнейшей эксплуатации 52
Приложение В (справочное) Прогноз последствий отказов/аварий элементов основного оборудования ТЭС 54

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ НП «ИНВЭЛ»

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ
Методики оценки состояния основного оборудования

Дата введения 2008-10-31

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт:

– определяет требования как технического так и организационного характера, направленные на обеспечение безопасной эксплуатации основного оборудования ТЭС;

– предназначен для применения эксплуатирующими, специализированными, экспертными и ремонтными организациями, выполняющими техническое диагностирование, прогнозирование остаточного ресурса (срока службы) и оценку риска эксплуатации оборудования ТЭС;

– базируется на применении международных, национальных стандартов, стандартов организаций, нормативных документов федеральных органов исполнительной власти, устанавливающих требования к техническому диагностированию и контролю технического состояния основного оборудования ТЭС;

– направлен на обеспечение безопасности жизни и здоровья граждан, имущества физических и юридических лиц, государственного или муниципального имущества, с учетом риска возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного характера, вызванного эксплуатацией тепловых электрических станций.

1.2 Настоящий стандарт распространяется на следующее основное оборудование тепловых электрических станций:

– котл;
– главные трубопроводы;
– паровые турбины;
– газовые турбины;
– турбогенераторы;
– генераторные выключатели;
– блочные трансформаторы.

1.3 Настоящий стандарт определяет порядок и правила оценки технического состояния оборудования тепловых электрических станций при периодических осмотрах и обследованиях выведенного из работы (остановленного) оборудования.

1.4 Требования настоящего стандарта являются минимально необходимыми для обеспечения безопасности эксплуатируемого оборудования, перечисленного в п.1.2, если оно используется по прямому назначению в соответствии с эксплуатационными документами, не противоречащими конструкторской (заводской) документации, на протяжении срока, установленного нормативной и технической документацией, с учетом возможных нештатных (опасных) ситуаций.

1.5 Настоящий стандарт не учитывает все возможные особенности исполнения его требований на разнотипном оборудовании. В развитие настоящего стандарта на каждой тепловой электростанции целесообразно в установленном порядке разработать, утвердить и применять местные инструкции по эксплуатации, учитывающие особенности конкретного оборудования и не противоречащие требованиям действующих нормативных и технических документах, настоящего стандарта и конструкторской (заводской) документации.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие нормативные документы:

Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»

Постановлением Правительства РФ от 25.12.1998 №1540 «О применении технических устройств на опасных производственных объектах»

ГОСТ Р 51901.1-2002 Управление надежностью. Анализ риска технологических систем.

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

ГОСТ 51898 – 2002 Аспекты безопасности. Правила включения в стандарты.

ГОСТ 18322-78 переиздание 1991 Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения.

ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения.

ГОСТ 1497-84 Металлы. Методы испытания на растяжение.

ГОСТ 12503-75 Сталь. Методы ультразвукового контроля. Общие требования.

ГОСТ 14782 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые».

ГОСТ 21105-87 Контроль неразрушающий. Магнитно-порошковый метод.

ГОСТ 9012-59 Металлы. Метод испытаний. Измерение твердости по Бринелю.

ГОСТ 22761-77 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринелю переносными твердомерами статического действия.

ГОСТ 10243-75 Сталь. Методы испытаний и оценка микроструктуры.

ГОСТ 9454-78 Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах.

ГОСТ 18442-80 Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования.

ГОСТ 6996-66 Сварные соединения. Методы определения механических свойств.

ГОСТ 28702-90 Контроль неразрушающий. Толщиномеры ультразвуковые. Общие технические требования.

ГОСТ 25364-92 Агрегаты паровые, стационарные. Нормы вибрации подшипниковых опор.

ГОСТ 533-2000 Машины электрические вращающиеся. Турбогенераторы. Общие технические условия.

ГОСТ 1516.2-97 Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжения 3 кв и выше. Общие методы испытания электрической прочности изоляции.

ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.

ГОСТ 3484.1-88 Трансформаторы силовые. Методы электромагнитных испытаний.

ГОСТ 3484.2-88 Трансформаторы силовые. Испытания на нагрев.

ГОСТ 3484.3-88 Трансформаторы силовые. Методы измерений диэлектрических параметров изоляции.

ГОСТ 3484.4-88 Трансформаторы силовые. Испытание баков на механическую прочность.

ГОСТ 3484.5-88 Трансформаторы силовые. Испытание баков на герметичность.

ГОСТ 8008-75. Трансформаторы силовые. Методы испытаний устройств переключения ответвлений обмоток

ГОСТ 20243-74. Трансформаторы силовые. Методы испытаний на стойкость при коротком замыкании

ГОСТ 24156-80 Устройство регулирования напряжения силовых трансформаторов под нагрузкой. Общие технические условия

ГОСТ 6581-75 Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний

ГОСТ 687-78 Выключатели переменного тока на напряжение свыше 1000 В. Общие технические условия

ГОСТ 5985-79. Нефтепродукты. Метод определения кислотности и кислотного числа.

ГОСТ 17216-71 Промышленная чистота. Класс чистоты жидкостей

ГОСТ 6370-83 Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей.

ГОСТ 20700-75 Шпильки, гайки и шайбы для фланцевых соединений с температурой среды от 0 до 650°С

СТО 70238424.27.100.053-2009 Энергетические масла и маслохозяйства электрических станций и сетей. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 1723082.27.010.002-2008 Оценка соответствия в электроэнергетике

3 Термины, определения, обозначения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины и определения в соответствии СТО 70238424.27.010.001-2008, а также следующие понятия и термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **аккредитация лаборатории**: Официальное признание того, что испытательная лаборатория правомочна осуществлять конкретные испытания или конкретные типы испытаний [53].

Примечание – термин «аккредитация лаборатории» может отражать признание как технической компетентности и объективности испытательной лаборатории, так и только ее технической компетентности. (ИСО/МЭК РУК.2-86);

3.1.2 **безопасность:** Отсутствие недопустимого риска (ГОСТ 51898);

3.1.3 **менеджмент риска:** Скоординированные действия по руководству и управлению организацией в отношении рисков (ГОСТ Р 51901.1).

3.1.4 **предельное состояние оборудования:** Состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно (ГОСТ 27.002).

3.1.5 **срок безопасной эксплуатации:** Срок эксплуатации оборудования, в пределах которого будут выполняться требования промышленной безопасности (ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»).

3.1.6 **требования промышленной безопасности:** Условия, запреты, ограничения и другие требования, содержащиеся в федеральных законах и иных нормативных правовых актах Российской Федерации, а также в нормативных технических документах, которые принимаются в установленном порядке и соблюдение которых обеспечивает промышленную безопасность (ФЗ -№116).

3.2 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

ТЭС - тепловая электрическая станция;
НТД - нормативно-технический документ;
МР - методические рекомендации;
МУ - методические указания;
ПБ - правила безопасности;
РД - руководящий документ;
РТМ - руководящий технический материал;
СРМ - сборник руководящих материалов;
ТИ - типовая инструкция;
Ц - циркуляр;
ЭЦ - эксплуатационный циркуляр;
ВК - визуально-измерительный контроль;
ВТК - вихретоковый контроль;
УЗК - ультразвуковой контроль;
УЗТ - ультразвуковая толщинометрия;
МПД - магнитопорошковая диагностика;
ЦД - цветная дефектоскопия;

ЛЮМ-Д - люминесцентная дефектоскопия;
М-ЛЮМ-Д - магнитно-люминесцентная дефектоскопия;
ВД - вибродиагностика;
АЭ - акустическая эмиссия;
ИДП - измерение деформации ползучести;
ДФМ - дискретно-фазовый метод;
ПЗК - предохранительный запорный клапан;
ГРП - газораспределительный пункт;
ОПС - опорно-подвесная система;
ЭМК - электромагнитный контроль изоляции листов сердечника статора;
БАПВ - быстродействующий автомат повторного включения;
ВВИ - высоковольтные испытания;
КИН - контроль импульсных напряжений в нейтрале генератора;
ЧР - контроль частичных разрядов в изоляции;
ГО - газоохладитель;
СШК - средства штатного контроля;
ККРВ - контроль концентрации растворенного в дистилляте водорода;
ИГВТ - испытания на герметичность водяного тракта обмотки статора;
ККД - контроль качества дистиллята;
МКПК - метод контроля проходимости каналов тракта водяного охлаждения обмотки статора.

4 Оценка и подтверждение соответствия основного оборудования тепловых электростанций

Оценка и подтверждение соответствия объектов и основного оборудования ТЭС осуществляется в соответствии с СТО 1723082.27.010.002-2008.

4.1 Объектами подтверждения соответствия на ТЭС являются:

- котлы;
- главные трубопроводы;
- паровые турбины;
- газовые турбины;
- турбогенераторы;
- генераторные выключатели;
- блочные трансформаторы.

4.2 Добровольное подтверждение соответствия осуществляется по инициативе собственника ТЭС (генерирующей компании) либо эксплуатирующей организации (далее «заявителя») на условиях договора между заявителем и органом по добровольной сертификации.

4.3 Исходными данными для добровольного подтверждения соответствия могут являться результаты выполненных работ по установлению безопасного состояния основного оборудования ТЭС, в том числе результаты:

- технического диагностирования/контроля;

– технического освидетельствования;

– экспертизы промышленной безопасности.

4.4 Текущий контроль технического состояния основного оборудования ТЭС выполняет испытательная лаборатория, являющаяся структурным подразделением эксплуатирующей организации или независимой привлеченной организацией.

Испытательная лаборатория, выполняющая неразрушающий контроль металла оборудования, подконтрольного специально уполномоченным органам федеральной исполнительной власти, должна быть аттестована специально уполномоченным органом федеральной исполнительной власти.

Техническое диагностирование оборудования ТЭС, связанное с продлением срока его безопасной эксплуатации, осуществляет специализированная организация.

Специализированная организация, выполняющая техническое диагностирование оборудования, подконтрольного специально уполномоченным органам федеральной исполнительной власти, должна иметь соответствующую лицензию.

Компетентность привлекаемых специализированных организаций подтверждается органом по добровольной сертификации, аккредитованным на данный вид деятельности Федеральным агентством по техническому регулированию и метрологии.

4.5 Оценка и подтверждения соответствия основного оборудования ТЭС требованиям настоящего стандарта, в общем случае (при добровольной оценке и подтверждении соответствия) включает следующие основные процедуры:

– оформление и представление заявителем по собственной инициативе заявки (Приложение А) на проведение сертификации с приложением необходимых документов в орган по сертификации;

– проведение предварительной экспертизы представленной документации органом по сертификации;

– согласование программ и методик подтверждения соответствия;

– рассмотрение органом по сертификации результатов оценок соответствия, включая оценку правильности выбора критических зон элементов оборудования, правильности выбора и применения методик измерений и анализа результатов, обоснованность выводов и предложений и др.;

– выдача (отказ в выдаче) сертификата соответствия,

– проведение инспекционного контроля за соблюдением условий сертификации.

Примечания:

1 Порядок добровольного подтверждения соответствия при продлении срока безопасной эксплуатации основного оборудования сверх назначенного срока изложен в подразделе 8.2.

2 Заявитель может предложить органу по сертификации провести подтверждение соответствия не только требованиям безопасности, но и подтверждение соответствия других показателей (характеристик) оборудования, включая функциональные показатели (показатели назначения), показателей надежности, совместимости, технологичности, экономичности и др. установленным требованиям.

5 Технические устройства, их основные элементы, определяющие безопасную эксплуатацию тепловых электростанций

Безопасность эксплуатации основного энергетического оборудования ТЭС зависит от технического состояния и взаимодействия следующих технических устройств и их элементов:

5.1 котел:

- коллекторы пароперегревателей с температурой выше 450°С;
- коллекторы с температурой до 450°С;
- впрыскивающие пароохладители;
- перепускные паропроводы, работающие при температуре более 450°С;
- пароводоперепускные трубопроводы, работающие при температуре до 450°С;
- барабаны;
- экранные поверхности нагрева;

5.2 станционные трубопроводы (наружным диаметром более 75 мм):

- паропроводы с температурой эксплуатации выше 450°С;
- паропроводы с температурой эксплуатации до 450°С;

5.3 паровая турбина:

- цельнокованые роторы высокого и среднего давления, работающие при температуре пара более 450оС;
- валы роторов низкого давления;
- насадные диски роторов среднего и низкого давления;
- рабочие лопатки в зоне фазового перехода;
- рабочие лопатки последних ступеней;
- подшипники;
- перепускные паропроводы, работающие при температуре более 450°С;
- система регулирования и защиты;
- стопорные и регулирующие клапаны;
- система смазки;
- система обеспечения относительных перемещений элементов статора и роторов;
- фланцевые разъемы корпусных деталей;
- диафрагмы.

5.4 газовая турбина:

- ротор турбины;
- насадные диски;
- стяжные болты, гайки стяжных болтов;
- ротор компрессора, в т.ч. сварные роторы;
- рабочие лопатки первых двух ступеней турбины;
- направляющие лопатки первых двух ступеней турбины;

– подшипники;
– система смазки;
– фланцевые разъемы корпусных деталей.

5.5 турбогенератор:

– сердечник статора
– обмотка статора
– металл ротора
– обмотка ротора
– система охлаждения
– система уплотнения вала ротора
– бандажные узлы ротора

5.6 блочный трансформатор:

– обмотка;
– магнитопровод;
– система охлаждения;
– вводы;
– трансформаторное масло;

5.7 генераторные выключатели:

– изоляция;
– токоведущий контур;
– дугогасительные контакты;

Примечание – Требования к диагностированию указанных выше технических устройств приведены в разделе 9 настоящего стандарта.

6 Классификационная шкала работоспособности оборудования

6.1 При подготовке решения о возможности и целесообразности дальнейшей эксплуатации основного оборудования и его составных частей настоящий стандарт предусматривает применение приведенной в таблице 6.1 интегральной классификационной оценки технического состояния.

Таблица 6.1 –Оценка технического состояния оборудования

Балл	Техническое состояние диагностируемого оборудования	Дальнейшая эксплуатация оборудования	Прогнозная оценка (глубина прогноза)
1	Предельное	Недопустима	Немедленный останов с выводом из эксплуатации
2	Неисправное, но сохраняет работоспособное состояние	Допустима в пределах 1 месяца	Контроль технического состояния и/или проведение восстановительных работ не позднее чем через 1 месяц
3	Исправное на момент контроля, но может перейти в неисправное вне пределов глубины прогноза (15 тыс.ч или 2 года)	Допустима в пределах 15 тыс.ч или 2 лет	Контроль технического состояния и/или проведение восстановительных работ не позднее чем через 15 тыс.ч или 2 года работы

Балл	Техническое состояние диагностируемого оборудования	Дальнейшая эксплуатация оборудования	Прогнозная оценка (глубина прогноза)
4	Исправное на момент контроля, но может перейти в неисправное вне пределов глубины прогноза (25 тыс.ч или 4 лет)	Допустима в пределах 25 тыс.ч или 4 лет	Контроль технического состояния и/или проведение восстановительных работ не позднее чем через 25 тыс.ч или 4 лет работы
5	Исправное	Допустима в пределах 50 тыс.ч или 8 лет	Контроль технического состояния не позднее чем через 50 тыс.ч или 8 лет работы

6.2 Эксплуатирующая организация для выполнения прогнозной оценки состояния оборудования (в соответствии с подразделами 7.4 и 8.2 настоящего стандарта) может привлекать специализированные организации (см 3.26), которые на основании изучения всей необходимой информации о состоянии оборудования и выполнения требуемых работ определяет срок дальнейшей безопасной эксплуатации (остаточный ресурс). При этом специализированная организация должна руководствоваться следующими принципами:

– для каждого элемента диагностируемого оборудования (в соответствии с разделом 5) специализированной организацией определяется необходимый и достаточный перечень признаков, по которым техническое состояние этого элемента (объекта) может быть оценено тем или иным баллом.

– техническое состояние оборудования (котел, паропровод, турбина, турбогенератор, генераторный выключатель, блочный трансформатор), а также энергоустановки в целом определяется техническим состоянием отдельных элементов оборудования, имеющего наиболее низкий балл в соответствии с таблицей 6.1;

– основанием для последующего анализа риска (раздел 7) является наличие указанного критического элемента оборудования, а также опасность причинения значительного материального ущерба, вызванного эксплуатацией этого элемента.

6.3 Если какое-либо оборудование резервируется и/или его ремонт не влечет за собой остановки энергоблока, то его техническое состояние определяется индивидуально только для этого оборудования, и оно не оказывает влияние на состояние энергоблока или электростанции в целом.

7 Менеджмент риска применительно к основному оборудованию тепловой электростанции

Для принятия решений по продлению срока безопасной эксплуатации основного оборудования, а также планирования, выполнения и документального обоснования анализа риска необходимо определить, идентифицировать и выполнить анализ:

7.1 Зоны максимального риска

7.1.1 Диагностику оборудования тепловых станций следует начинать с определения наиболее часто повреждаемых и/или представляющих наибольшую опасность элементов оборудования и их уязвимых зон. Эти элементы и уязвимые зоны устанавливаются на основании опыта эксплуатации и/или анализа напряженного

состояния и режимов эксплуатации оборудования. В основном потенциально опасные элементы и их уязвимые зоны для большинства технических устройств ТЭС известны. Для многих из них разработаны методы, порядок проведения и нормы диагностики, детально описанные в действующих нормативных документах. Информация о них приведена в разделе 9. По мере дальнейшего накопления опыта эксплуатации табличные данные раздела 9 подлежат дополнению (корректировке).

7.1.2 Перечень вероятных отказов/аварий элементов основного оборудования ТЭС и возникающие последствия (в предположении наихудшего развития опасной ситуации – причинения максимально возможного ущерба) приведены в Приложении В.

7.2 Риски эксплуатации оборудования

7.2.1 Для оценки вероятного ущерба от отказов/аварий и для прогноза инвестиций, капитальных затрат, объемов страхования проводится анализ риска эксплуатации оборудования в соответствии с требованиями ГОСТ 51.901.1.

7.2.2 Анализ риска осуществляется по результатам оцененного технического состояния оборудования и учитывается при принятии решения о его дальнейшей эксплуатации (подраздел 8.2).

7.2.3 Анализ риска следует проводить в случае принадлежности основного оборудования ко 2-му или 3-му баллам (таблица 6.1) и существования опасности нанесения ущерба в результате отказа/аварии на оборудовании ТЭС в размере, превышающем 14 млн. руб. Базовым стандартом для определения (анализа) возможного ущерба является РД 03-496-02 [8].

7.2.4 Анализ возможного ущерба следует определять исходя из

– установленного перечня отказов/аварий (подраздел 7.2);

– наиболее тяжелых последствий, являющихся вероятным результатом отказа/аварии;

– существующих (действующих) мер, направленных на смягчение последствий отказа/аварии;

– дополнительно установленных и используемых для полной идентификации последствий критериев оценки;

– рассмотренных и учитывающих вторичные последствия, влияющих (распространяющиеся) на смежное оборудование и системы;

– выбранной доверительной вероятности устанавливающей (по возможности) доверительный интервал для оцененной суммы ущерба.

7.2.5 В случае выявленной необходимости расчета, анализ риска выполняется в соответствии с ГОСТ 51.901.1. Анализ риска может выполняться специализированной организацией, имеющей компетентных аналитиков.

7.2.6 Целесообразно использовать следующие критерии допустимого риска эксплуатации основного оборудования ТЭС:

– математическое ожидание ущерба от отказа/аварии энергоустановки, вызванного неисправной работой основного оборудования, не превышает 14 тыс. руб./ год на одну энергоустановку.

– частота отказа одного из элементов основного оборудования (раздел 5) не превышает полутора в год на одну энергоустановку.

– средние затраты в год на предупреждение и снижение тяжести последствий отказа/аварии энергоустановки, вызванного неисправной работой основного оборудования, не превышают 15 % суммы расходов, которые могут быть обусловлены его заменой и вводом в эксплуатацию нового оборудования.

7.2.7 В случае, когда оцененные величины риска удовлетворяют всем трем критериям пункта 7.3.6, работы по продлению срока безопасной эксплуатации оборудования осуществляются в соответствии с разделом 8 настоящего стандарта.

7.2.8 В случае, когда оцененные величины риска не удовлетворяют хотя бы одному из критериев пункта 7.2.6, руководством ТЭС принимается решение о снижении/устранении риска в соответствии с одним из вариантов решений пункта 8.1.2. Решение утверждается руководством генерирующей компании.

Примечания

1 Критерии п. 7.2.6 используются, как правило, при анализе риска на основе аналитических или имитационных методов. Применительно к анализу риска указанные критерии и методы являются предпочтительными.

2 Допускается использование иных критериев приемлемого риска, отличных от приведенных в пункте 7.2.6, когда не удается обеспечить достаточного количества исходных данных для выполнения анализа риска с должной точностью (см. п. 7.2.9). Таковыми альтернативными критериями могут являться:

- коэффициент готовности основного оборудования должен превышать установленную контрольную величину.

- коэффициент неплановых простоев не должен превышать установленную контрольную величину.

- параметр потока отказов не должен превышать установленную контрольную величину.

- на каждую имевшую место серию из n отказов должно приходиться не более чем m отказов с тяжелыми последствиями.

- недоотпущенная электроэнергия за год не должна превышать установленную контрольную величину.

- недополученная прибыль ТЭС за год не должна превышать установленную контрольную величину.

Вышеназванные контрольные величины устанавливаются специализированной организацией по результатам технического диагностирования, анализа статистики и причин отказов ответственных элементов основного оборудования, а также на основании экспертных оценок. Значения установленных критериев согласуются с руководством генерирующей компании.

3 Использование альтернативных критериев должно быть обосновано в каждом конкретном случае и обеспечивать уровень безопасной и экономичной эксплуатации основного оборудования не ниже предусматриваемого критериями пункта 7.2.6.

7.2.9 Точность анализа и оценки риска зависит от неопределенностей (неточностей) используемых исходных данных, методов и моделей. Оценка неопределенностей заключается в преобразовании неопределенности исходных данных, методов и моделей в неопределенность результатов оценки риска.

При использовании имитационного моделирования необходимо, кроме того, выполнять анализ чувствительности, т.е. определение изменений в реакции модели на отклонения отдельных параметров модели.

Всегда, когда это возможно, следует указывать доверительный интервал и принятую доверительную вероятность выполненных оценок.

С целью повышения достоверности и сопоставимости выполненных оценок анализ риска следует проводить по одной методике, одной и той же рабочей группой и при одном и том же источнике исходных данных.

7.2.10 В общем случае документальное обоснование анализа риска должно включать:

– краткое изложение анализа;

– цели и области применения анализа;

– ограничения, допущения и обоснование предложений по использованию методов оценки риска и имитационных моделей;

– описание соответствующего оборудования (технологического процесс;

– результаты оценки вероятного ущерба;

– использованные исходные данные и их источники;

– результаты оценки величины риска и их сравнение с установленными критериями;

– анализ чувствительности и неопределенности;

– анализ эффективности возможных мер (материальных вложений, снижающих риск до уровня, устанавливаемого критериями приемлемого риска;

– выводы, рекомендации, ссылки.

7.3 Прогнозирование технического состояния оборудования

7.3.1 Для выявления механизмов возникновения повреждений используют все сведения, полученные непрерывной, периодической диагностикой и экспертизой технического состояния оборудования. В зависимости от объема и характера имеющихся исходных данных для прогнозирования остаточного ресурса применяют статистические либо экстраполяционные методы. Вид математической модели для прогнозирования выбирают, исходя из вида преобладающего механизма разрушения, уровня и характера нагрузок. Методика оценки остаточного ресурса должна учитывать требования РД 09-102-95 [9].

7.3.2 Исходными данными для определения остаточного ресурса элементов оборудования являются:

– условия эксплуатации за весь предшествующий срок службы (фактическая температура, наработка за все годы эксплуатации, колебания давления и число пусков из различных тепловых состояний);

– геометрические размеры элементов энергооборудования и динамика их изменений за предшествующий срок службы;

– механические и жаропрочные свойства длительно работающего металла, структурное состояние и структурно-фазовое состояние металла, микроповрежденность на момент продления срока его службы;

– результаты дефектоскопического контроля;

– наличие и глубина коррозионных язв и других дефектов, скорость коррозии, количество отложений;

– другие дополнительные данные, характерные для конкретного элемента оборудования.

7.3.3 На основе анализа исходных данных и результатов расчётной оценки ресурса делается интегральная классификационная оценка (раздел 6)

7.3.4 С учетом результатов проведенной оценки риска эксплуатации оборудования (подраздел 7.2) выполняется корректировка сделанного прогноза (при необходимости).

7.4 Действия эксплуатирующей организации по внедрению менеджмента риска

Для внедрения менеджмента риска (ГОСТ 51.901.1) эксплуатирующая организация должна (как минимум) осуществить:

7.4.1 подготовительные работы для последующего выполнения анализа риска (контроль и оценку данных эксплуатации с целью определения соответствия фактических показателей работы установленным требованиям);

7.4.2 подготовку исходных данных для обеспечения возможности оценки риска в соответствии с 7.2;

7.4.3 учет результатов выполненной оценки риска при:

7.4.3.1 разработке местных инструкций по эксплуатации, техническому обслуживанию, контролю и действиях в чрезвычайных ситуациях;

7.4.3.2 корректировании информации об основных источниках риска и влияющих на факторы риска;

7.4.3.3 принятии оперативных решений;

7.4.3.4 внесении изменений в:

- организационную структуру;
- процессы производства;
- процедуры эксплуатации;
- компоненты системы менеджмента.

8 Порядок продления срока эксплуатации оборудования сверх назначенного

8.1 Общие положения

8.1.1 По достижении назначенного срока службы (ресурса), установленного в нормативной, конструкторской и эксплуатационной документации, стандартами, правилами безопасности и/или при неудовлетворительных результатах планового обследования и/или освидетельствования, дальнейшая эксплуатация оборудования без проведения работ по оценке технического состояния, определению возможности и условий его безопасной эксплуатации не допускается.

8.1.2 В случае отсутствия сведений о нормативных сроках безопасной эксплуатации оборудования, их устанавливают специализированные организации после соответствующих обоснований с учетом результатов анализа проектно-конструкторской документации, условий и опыта эксплуатации оборудования.

8.1.3 По результатам работ по определению возможности и условий продления срока безопасной эксплуатации принимается одно из решений:

- продолжение эксплуатации на установленных параметрах;
- продолжение эксплуатации на установленных параметрах при условии положительных результатов дополнительного контроля;
- продолжение эксплуатации с ограничением параметров;
- ремонт;
- доработка (реконструкция);
- использование по иному назначению;
- вывод из эксплуатации.

8.1.4 Продление срока безопасной эксплуатации осуществляется с учетом особенностей конструкции и условий эксплуатации конкретных видов оборудования.

8.1.5 В зависимости от технического состояния и с учетом требований нормативных документов продление эксплуатации оборудования осуществляется на срок до прогнозируемого наступления предельного состояния (остаточный ресурс) или на определенный период (поэтапное продление срока эксплуатации) в пределах остаточного ресурса.

8.1.6 Однократное продление срока безопасной эксплуатации оборудования не должно превышать 50 тыс. ч или 8 лет (действует меньшее).

8.1.7 Работы по продлению срока безопасной эксплуатации оборудования рекомендуется планировать и проводить таким образом, чтобы соответствующее решение было принято до достижения установленного нормативного срока эксплуатации.

8.1.8 Контроль оборудования проводится, в основном, во время его плановых остановов. Допускается смещение сроков контроля в большую или меньшую сторону на 5 % назначенного ресурса (срока службы) оборудования.

8.1.9 Решение об изменении сроков контроля оборудования (сверх указанных 5 %) принимает руководитель организации-владельца оборудования на основании заключения специализированной организации.

8.1.10 Работы по продлению срока безопасной эксплуатации на элементах (составных частях) оборудования проводят при необходимости поэтапно в тех случаях, когда в соответствии с технической документацией эти элементы (составные части) имеют свой назначенный срок эксплуатации.

8.2 Организация работ по продлению срока безопасной эксплуатации оборудования

8.2.1 Порядок и условия выдачи разрешений на применение конкретного вида (типа) технических устройств, в том числе иностранного производства, на опасных производственных объектах регулируются РД 03-485-02 [6] и РД-03-10-2004 [7]. В Приложении 1 к РД-03-10-2004 [7] установлен перечень основных видов (типов) технических устройств, разрешение на применение которых выдает специально уполномоченный орган федеральной исполнительной власти.

8.2.2 Настоящий подраздел применяется при процедуре выдачи разрешения на безопасную эксплуатацию основного оборудования ТЭС в следующих случаях:

- выработки оборудованием назначенного срока службы (ресурса);
- при отрицательных результатах контроля;
- после аварии на основном оборудовании;
- по решению руководства генерирующей компании;
- по требованию специально уполномоченного органа федеральной исполнительной власти или его территориального представительства, предъявляемого в установленном порядке.

8.2.3 Процедура продления срока безопасной эксплуатации оборудования состоит из следующих этапов, выполнение которых обеспечивает организация, эксплуатирующая оборудование ТЭС (заказчик работ):

8.2.3.1 Установление заказчиком необходимости и планирование проведения

работ по продлению срока безопасной эксплуатации;

8.2.3.2 Подготовка сведений о состоянии оборудования, отработавшего назначенный срок службы или не удовлетворяющего требованиям промышленной безопасности по результатам диагностирования. В сведениях должна быть приведена достоверная информация о состоянии оборудования, его соответствии требованиям промышленной безопасности, установленным в нормативных документах. Ответственность за полноту и достоверность представляемой информации несет технический руководитель организации, эксплуатирующей оборудование ТЭС.

8.2.3.3 Передача сведений об эксплуатации оборудования и результатах контроля металла по установленной форме (Приложение А) в выбранную специализированную организацию или в орган по добровольной сертификации. В последнем случае требуемая для выполнения работ специализированная организация привлекается органом по добровольной сертификации.

8.2.3.4 Проведение специализированной организацией анализа поступивших материалов, разработка программы работ по техническому диагностированию и продлению срока безопасной эксплуатации оборудования.

Программа работ по техническому диагностированию и продлению срока безопасной эксплуатации оборудования разрабатывается в соответствии с требованиями настоящего СТО (с учетом приведенного в подразделе 8.3 перечня действующей НТД), с учетом особенностей и специфики эксплуатации конкретных видов оборудования. Программа работ должна предусматривать:

– сбор, анализ и обобщение имеющейся на начало работ информации о надежности оборудования, а также оборудования аналогичного вида или конструктивно-технологического исполнения (в том числе зарубежных);

– проведение по специальным методикам испытаний составных частей (элементов), комплектующих изделий, конструкционных материалов, а также оборудования в целом с целью оценки его технического состояния;

– разборку (демонтаж) оборудования на составные части и комплектующие изделия (при необходимости), подготовку объекта к контролю и контроль технического состояния оборудования, а также поиск мест и причин отказов (неисправностей);

– определение позиции оборудования на классификационной шкале работоспособности (раздел 6);

– оценку риска эксплуатации в соответствии с разделом 7;

– прогнозирование технического состояния оборудования на продлеваемый период и выработку решения о возможности и целесообразности продления срока его эксплуатации;

– разработку отчетных документов по результатам выполненных работ (заключений, актов, протоколов по неразрушающему контролю, исследованиям химического состава, микроструктуры, испытаниям механических свойств, расчетов на прочность и др.);

– выпуск итогового заключения о техническом состоянии оборудования и возможности и условиях продления срока его эксплуатации.

В случае необходимости в процессе подготовки программы работ по техническому диагностированию специализированная организация может запросить у

владельца дополнительные данные о техническом состоянии оборудования. Дополнительные данные могут служить основанием для изменения объема работ по определению возможности продления срока безопасной оборудования.

8.2.3.5 Проведение специализированными организациями, испытательными лабораториями и ремонтными организациями работ, предусмотренных программой. Подготовка итогового заключения, при необходимости, разработка плана корректирующих мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации оборудования на продлеваемый период; передача отчетных материалов заказчику.

8.2.3.6 Формирование заказчиком проекта Решения о продлении срока службы оборудования с учетом выполнения плана корректирующих мероприятий (приложение Б).

8.2.3.7 Передача по усмотрению владельца оборудования проекта Решения в орган по добровольной сертификации. Экспертиза поступивших материалов и выдача органом по добровольной сертификации заказчику сертификата соответствия на эксплуатацию оборудования с продленным ресурсом.

Примечания:

1. Органом по добровольной сертификации может быть рекомендовано внесение изменений в проект Решения и план корректирующих мероприятий.

2. Срок оформления сертификата соответствия не может превышать 2 месяцев со дня подачи всего комплекта материалов.

8.2.3.8 Утверждение специально уполномоченным органом федеральной исполнительной власти заключения специализированной организации о возможности продления срока безопасной эксплуатации, если объект относится к оборудованию, работающему под избыточным давлением, либо при температуре более 115°С (в соответствии с РД 03-484-02 [45]).

8.2.3.9 Проведение заказчиком корректирующих мероприятий, предусмотренных Решением о продлении срока безопасной эксплуатации оборудования.

8.2.3.10 Осуществление лицом, ответственным за безопасную эксплуатацию оборудования, записи в паспорта технических устройств и оборудования ТЭС. Запись в паспорте должна содержать сведения о возможности, условиях и сроке их безопасной эксплуатации, о дате проведения очередного технического диагностирования, о рекомендациях по безопасной эксплуатации технических устройств и оборудования.

8.2.3.11 Направление в генерирующую компанию сведений о продлении срока службы основного оборудования (организация, проводившая техническое диагностирование, номер и дата заключения, решение о продлении срока службы) для анализа, учета, проверки и архивирования.

9 Требования к техническому диагностированию/контролю элементов основного оборудования тепловых электростанций

9.1 В таблице 9.1 приведена классификация основного оборудования в соответствии с разделом 5. Для потенциально опасных элементов (узлов) оборудования приведены соответствующие повреждаемые зоны и вероятные механизмы/причины их повреждения.

Перечень наиболее повреждаемых зон совместно со сведениями, приведенными в колонках «Метод диагностирования» и «Периодичность диагностирова-

ния» составляют минимально необходимые нормы по диагностированию/контролю основного оборудования ТЭС; выполнив эти требования и, руководствуясь положениями разделов 6,7 и 8, можно определить степень безопасности действующего основного оборудования.

Рекомендуемые периодичность и методы контроля приведены с учетом возможности выработки оборудованием назначенного ресурса.

9.2 Согласно поставленной цели – обеспечение безопасности, настоящий стандарт регламентирует диагностирование лишь части оборудования ТЭС (возможно также ограничение по методам и объемам контроля по сравнению с другими действующими нормами).

9.3 В колонке «Стандарты, примечание» приведены ссылки на стандарты, нормирующие применяемые методы и периодичность контроля. Приоритетность использования между настоящим стандартом и приведенными нормативными ссылками распределяется следующим образом:

9.3.1 в случае, когда в настоящем стандарте установлены более жесткие требования по зонам контроля, перечню методов и периодичности контроля по сравнению с действующими стандартами, следует руководствоваться положениями настоящего стандарта. Настоящий стандарт имеет также приоритет в части:

9.3.1.1 а) обработки результатов диагностирования/контроля (в соответствии с разделами 6, 7);

9.3.1.2 б) подготовки и выполнения процедур диагностирования/контроля и оценки/подтверждения соответствия оборудования с продленным сроком эксплуатации (в соответствии с разделом 8).

9.3.2 диагностирование/контроль основного оборудования ТЭС в иных целях (помимо цели установления его безопасности), а также прочего оборудования, не являющегося предметом регулирования настоящего стандарта и вследствие этого не включенного в таблице 9.1, но влияющего на надежную и эффективную эксплуатацию ТЭС, осуществляется в соответствии с действующими нормами (в том числе, в соответствии с приведенными в колонке «Стандарты, примечание»).

В случае выполнения диагностирования/контроля основного оборудования в иных целях (помимо безопасности) либо упомянутого прочего оборудования, приоритет имеют указанные действующие нормы.

9.4 Для реализации цели настоящего стандарта в затруднительных случаях объемы, методы и периодичность диагностирования/контроля уточняются специализированной организацией. В необходимых случаях разрабатывается местная инструкция по эксплуатации.

Таблица 9.1 – Перечень потенциально опасных элементов с наиболее повреждаемыми зонами, наиболее вероятными причинами повреждений с методами и периодичностью диагностирования (контроля).

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
1. Котёл	1.1. Коллекторы пароперегревателей с температурой выше 450°С	1.Кромки внутренней поверхности радиальных отверстий.	- термическая усталость.	- визуальный контроль (ВК)	По достижению паркового ресурса; далее каждые 50 тыс. часов	ПБ 10-574-03 [11] РД 10-577-03 [13], РД 03-606-03 [14], И№23СД-80 [21] ГОСТ 12503 ГОСТ 14782 ГОСТ 21105 ГОСТ 10243 ГОСТ 1497 ГОСТ9454-78
		2. Участок наружной поверхности в зоне межштуцерного пространства пароперегревательных труб	- термодеформационное старение; - ползучесть	- ВК, МПД и УЗК - анализ микроповрежденности по репликам; - металлографический анализ по достижении паркового ресурса	Каждые 100 тыс. часов. По достижении паркового ресурса каждые 50 тыс. часов	
		3.Угловые сварные соединения штуцеров с Ду100мм и более	- термодеформационное старение; - ползучесть	- ВК, МПД и УЗК - анализ микроповрежденности по репликам.	Через 100тыс.часов, далее каждые 50 тыс. часов. Микроповрежденность – после выработки паркового ресурса	
		4.Стыковые сварные соединения, в том числе приварки донышек.	- термодеформационное старение; - ползучесть	- ВК, МПД и УЗК - анализ микроповрежденности по репликам; -металлографический анализ; -контроль твердости.	После 100, 200 тыс. часов, далее каждые 50 тыс. часов. Микроповрежденность – после выработки паркового ресурса	
	1.2. Коллекторы с температурой до 450°С	1.Кромки внутренней поверхности радиальных отверстий.	- термическая, коррозионная усталость	- визуальный контроль (ВК)	После 200 тыс. часов, далее каждые 100 тыс. часов.	ПБ 10-574-03 [11] РД 10-577-03 [13], РД 03-606-03 [14], ГОСТ14782
		2.Угловые сварные соединения штуцеров с Ду100мм и более	- малоцикловая усталость	- ВК, МПД, УЗК	Каждые 150 тыс. часов	
		3. Стыковые сварные соединения, в том числе приварки донышек.	- малоцикловая усталость	-ВК, МПД, УЗК	Каждые 150 тыс. часов, но не реже чем через 600 пусков	
		4. Внутренняя поверхность нижнего полупериметра корпуса (для циклонов – нижний полуцилиндр с донышком)	- общая или (и) локальная коррозия	- ВК, УЗТ	После 200 тыс. часов, далее через каждые 100 тыс. часов.	
	1.3. Впрыскивающие пароохладители	Наружная и внутренняя поверхность в зоне штуцера водоподающего устройства шириной зоны 40мм от стенки штуцера	- термическая усталость.	- ВК и УЗК	Каждые 25 тыс. часов	ПБ 10-574-03 [11] РД 10-577-03 [13], И№23СД-80 [21] ГОСТ 12503
	1.4. Перепускные паропрово-	1. Гибы - наружная и внутренняя поверхность в растянутой и	- термодеформационное старение;	- ВК, МПД и УЗК; - измерение остаточной	После выработки половины паркового ресурса, далее	ПБ 10-574-03 [11] РД 10-577-03 [13],

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
	ды, работающие при температуре более 450 °С	нейтральных зонах	- ползучесть.	деформации, -определение овальности, - УЗТ - для труб с T > 500 °С: анализ микроповрежденности по репликам или на шлифах; -металлографический и фазовый анализ; - механические испытания, - испытания на длительную прочность.	каждые 50 тыс. часов, но не реже, чем через 200 пусков. Анализ состояния металла на репликах – после выработки паркового ресурса Исследование состояния металла на вырезке – после выработки индивидуального ресурса, при повторном продлении срока службы	СО 153-34.17.470-2003 [19][19] РД 03-606-03 [14] И№23СД-80 [21] ОСТ 34.70.690.-96 [2] ГОСТ 10243 ГОСТ 12503 ГОСТ 14782 ГОСТ 21105 ГОСТ 1497 ГОСТ 9454 ГОСТ 20700 ОСТ 108.961.03-79 [4] РД 10-577-03 [13] РД 10-249-98 [15]
		2. Литые детали - наружная поверхность в зоне радиусных переходов; - крепёж и поверхность фланцевых разъёмов	- термодеформационное старение; - ползучесть; - малоцикловая усталость.	- ВК, МПД - анализ микроповрежденности по репликам; -металлографический анализ; - контроль твердости.	Каждые 50 тыс. часов, но не реже, чем через 300 пусков. Исследование металла – после выработки паркового ресурса	
		3. Штампосварные отводы - наружная поверхность и продольные сварные соединения	- термодеформационное старение; - ползучесть	- ВК, МПД и УЗК, УЗТ - анализ микроповрежденности по репликам или сколам -металлографический и фазовый анализ - механические испытания. Для Т>500°С - испытания на длительную прочность	Каждые 50 тыс. часов, но не реже, чем через 150 пусков. Анализ микроповрежденности металла по репликам – после каждых 100 тыс. часов наработки. Исследование металла на вырезке – после 150 тыс. часов эксплуатации	
		4. Стыковые сварные соединения труб	- термодеформационное старение; - ползучесть	- ВК, МПД и УЗК - анализ микроповрежденности по репликам Для соединений с Т>500°С: -металлографический и фазовый анализ - механические испытания; - испытания на дли-	После 100 тыс. часов, далее каждые 50 тыс. часов. Анализ микроструктуры по репликам – после выработки паркового ресурса. Исследование металла на вырезке – после выработки индивидуального ресурса	

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
				тельную прочность		
	1.5. Пароводоперепускные трубопроводы, работающие при температуре до 450°С	Гибы - наружная и внутренняя поверхность в растянутой и нейтральных зонах	- коррозионная малоцикловая усталость; - коррозионное растрескивание под напряжением; - общая или (и) локальная коррозия	- определение овальности - ВК, -УЗК, МПД; - УЗТ	Для котлов с давлением выше 14 МПа - после 100 тыс. часов, далее каждые 50 тыс. часов. Для котлов с давлением до 14 МПа - после 150 тыс. часов и далее каждые 50 тыс. часов.	ПБ 10-574-03 [11] РД 10-577-03 [13], РД 03-606-03 [14] РД 34.17.417-85 (П 34-70-005-85) [17] И№23СД-80 [21] РД34.17.302-97 (ОП501ЦД-97) РД153-34.1-003-01 (РТМ-1с) РД 10-249-98 [15]
		Стыковые сварные соединения труб	- малоцикловая усталость	- ВК, МПД и УЗК	Каждые 150 тыс. часов	
	1.6 Барабаны	Обечайки: - зоны отверстий питательных, перепускных, опускных, пароотводящих и др. труб;	- коррозионная термо усталость;	-ВК, МПД	После 25 тыс. часов, далее каждые 50 тыс. часов.	ПБ 10-574-03 [11] РД 10-577-03 [13], СО 153-34.17.442-2003 (РД 34.17.442-96) [20] РД 03-606-03 [14] ГОСТ 12503 ГОСТ 14782 ГОСТ 21105 ГОСТ 18442 ГОСТ 9012 РД 10-249-98 [15]
				-исследование свойств металла на вырезке	для барабанов из стали 16ГНМ – после отработки паркового ресурса; остальные – по необходимости.	
		- поверхность отверстий и штуцеров водяного и парового объёмов;	- коррозионная термо усталость;	-ВК, МПД	После 100 тыс. часов, далее каждые 50 тыс. часов, но не реже, чем через 200 пусков	
		- зоны швов приварки внутрибарабанных устройств	-хрупкое растрескивание; - коррозионная усталость;	- ВК, МПД	Через 25 тыс. часов, далее каждые 100 тыс. часов.	
		- внутренняя поверхность корпуса	- общая или (и) локальная коррозия; - расслой листа.	- ВК, УЗТ, УЗК, контроль твердости	После 25 тыс. часов, далее каждые 50 тыс. часов.	
		Днища: - внутренняя поверхность;	- общая или (и) локальная коррозия;	- ВК, МПД, УЗТ, контроль твердости	После 100 тыс. часов, далее каждые 50 тыс. часов	
		- швы крепления лазового затвора;	-хрупкое растрескивание;	- ВК, МПД	После 100 тыс. часов, далее каждые 50 тыс. часов	
		- поверхность лазового отверстия	- технологические и механические повреждения.	- ВК, МПД, УЗК	После 100 тыс. часов, далее каждые 50 тыс. часов, но не реже, чем через 200 пусков	
		Основные сварные соединения и угловые сварные соединения штуцеров	- коррозионная усталость; - технологические повреждения.	- ВК, МПД, УЗК	После 25 тыс. часов, далее каждые 50 тыс. часов, но не реже, чем через 200 пусков	
		Ремонтные заварки	- нарушения технологии сварки; - коррозионная усталость.	- ВК, контроль твердости, - МПД или ЦД	Через 25 и 50 тыс. часов после ремонта	
2.Станционные трубо-	**2.1.** Паропроводы с темпе-	Гнутые колена – наружная и внутренняя поверхность в растя-	- термодеформационное старение;	- визуальный контроль (ВК),	Каждые 100 тыс. часов. Определение овальности,	ПБ 10-573-03 [10] РД 10-577-03 [13],

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
проводы (наружным диаметром более 75 мм)	ратурой эксплуатации выше 450°С	нутой и нейтральных зонах	- ползучесть	- УЗК и МПД; - УЗТ; - измерение остаточной деформации, -определение овальности; - анализ микроповрежденности по репликам; Для паропроводов с Т>500°С: -металлографический и фазовый анализ на вырезках; - определение механических свойств на вырезках; - определение жаропрочных свойств на вырезках.	УЗТ и анализ микроповрежденности металла по репликам после выработки паркового ресурса. Исследование состояния металла на вырезке – после выработки индивидуального ресурса, при повторном продлении срока службы	СО 153-34.17.470-2003 [19] [19]г. И№23СД-80 [21] ГОСТ 12503 ГОСТ 21105 ОСТ 34.70.690-96 [2] ГОСТ 10243 ГОСТ 1497 ГОСТ 9454 ГОСТ 14782 ГОСТ 6996 ГОСТ 9012 ГОСТ 20700 ОСТ 108.961.03-79 [4] РД 03-606-03 [14] РД 34.17.436-92 [16] РТМ 108.038.101-77 [22] РД 153-34.1-39.401-00 [23]
		Штампосварные колена - зоны продольных сварных соединений	- термодеформационное старение; - малоцикловая усталость; - ползучесть	- ВК; - УЗК и МПД; - УЗТ; - анализ микроповрежденности по репликам или сколам; - металлографический и фазовый анализ и - определение механических свойств на вырезках; - для Т>500°С – испытания на длительную прочность	Каждые 50 тыс. часов, но не реже, чем через 150 пусков. Анализ микроструктуры металла на репликах – после 100 тыс. часов. Исследование состояния металла на вырезке – после 150 тыс. часов эксплуатации	
		Прямые трубы – зоны расположения реперов и места врезки штуцеров с Ду50мм и более на расстоянии не менее двух диаметров трубы от места врезки	- термодеформационное старение; - ползучесть; - термоусталость.	- контроль остаточной деформации; ВК, УЗК, УЗТ; - анализ микроповрежденности по репликам (при необходимости).	Каждые 50 тыс. часов. УЗТ и анализ металла - после выработки паркового ресурса.	
		Литые детали (корпуса арматуры, колена, тройники)	- термодеформационное старение;	- ВК, МПД; - твердость	Каждые 50 тыс. часов. Исследование металла – по-	

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
		– поверхность в зонах радиусных переходов; - на коленах – изогнутая часть. - крепёж и поверхность фланцевых разъёмов	- ползучесть; - малоцикловая усталость	- анализ структуры и микроповрежденности на сколах, спилах	сле выработки паркового ресурса.	
		Стыковые и штуцерные сварные соединения	- термодеформационное старение; - ползучесть; - малоцикловая усталость	- ВК, МПД, УЗК; - анализ микроповрежденности по репликам; - УЗТ штуцерных сварных соединений; - контроль твердости; -металлографический, фазовый анализ; - определение механических свойств на вырезках; - для Т>500°С – определение жаропрочных свойств на вырезках.	После 100 тыс. часов, далее каждые 50 тыс. часов. Анализ микроструктуры металла на репликах – после выработки паркового ресурса. Исследование состояния металла на вырезке – после выработки индивидуального ресурса, при повторном продлении срока службы	
		Опорно-подвесная система (ОПС)	- непроектные нагрузки; - ползучесть;	- ВК (ревизия) -поверочный расчёт на прочность и самокомпенсацию -наладка ОПС	После выработки паркового ресурса.	
	2.2. Паропроводы с температурой эксплуатации до 450°С (паропроводы: установок среднего давления, отбора турбин, РОУ и т.д.)	Гнутые колена – наружная и внутренняя поверхность в растянутой и нейтральных зонах	- термодеформационное старение; - малоцикловая усталость; - ползучесть; - коррозионная усталость	- ВК, УЗК, МПД; -УЗТ; -определение овальности; - анализ микроповрежденности по репликам; - для Т≥400°С металлографический анализ и определение механических свойств на вырезках	После 150 тыс. часов, далее каждые 50 тыс. часов. Исследование состояния металла на вырезке – после отработки расчетного ресурса	ПБ 10-573-03[10] РД 10-577-03 [13], СО 153-34.17.464-2003 (РД 153-34.0-17.464-00) [18] И№23СД-80 [21] ГОСТ 12503 ГОСТ 21105 ГОСТ 10243 ГОСТ 1497 ГОСТ 14782 ГОСТ 28702 ГОСТ 6996 ГОСТ 9454 ГОСТ 9012 ГОСТ 20700 ОСТ 108.961.03-79 [4] ОСТ 34.70.690-96 [2] РД 10-249-98 [15]
		Штампосварные колена - зоны продольных сварных соединений	- термодеформационное старение; - малоцикловая усталость; - графитизация.	- ВК, УЗК, МПД; -УЗТ; -для Т≥400°С – металлографический анализ с оценкой графитизации по сколам, спилам	После 150 тыс. часов, далее каждые 50 тыс. часов	

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
						РД 03-606-03 [14] РТМ 108.038.101-77 [22] РД 153-34.1-39.401-00 [23]
		Прямые трубы	- малоцикловая усталость; - коррозия	- ВК, УЗТ	После 150 тыс. часов, далее каждые 50 тыс. часов	
		Литые детали (корпуса арматуры, колена, тройники) – поверхность в зонах радиусных переходов; - крепёж и поверхность фланцевых разъёмов	- малоцикловая усталость	-ВК, МПД, контроль твердости	После 150 тыс. часов, далее каждые 50 тыс. часов	
		Стыковые и штуцерные сварные соединения	- термодеформационное старение; - графитизация; - малоцикловая усталость	- ВК, УЗК, МПД; - контроль твердости; -металлографический, анализ с оценкой графитизации по сколам; -металлографический, анализ и определение механических свойств на вырезках когда T≥400°C;	После 150 тыс. часов, далее каждые 50 тыс. часов	
		Опорно-подвесная система (ОПС)	- непроектные нагрузки; - малоцикловая усталость	- ВК (ревизия) - поверочный расчёт на прочность и самокомпенсацию - наладка ОПС (при необходимости)	После 200 тыс. часов	
3. Паровая турбина	**3.1.** Цельнокованые роторы высокого и среднего давления, работающие при температуре пара более 450°С	1. Осевой канал.	1. Образование трещин по механизму ползучести. 2. Развитие трещин от исходных металлургических дефектов по механизмам ползучести и малоцикловой усталости.	ВК, ВТК или МПД, УЗД, ИДП (факультативно)	После наработки 100 тыс. ч, после исчерпания паркового ресурса, далее – в зависимости от результатов технического диагностирования, но не реже чем через 50 тыс. ч или 300 пусков (для турбин мощностью 500 МВт и более – каждые 25 тыс. ч или 150 пусков).	ТУ 108.1029-81 [1]; РД 10-577-03 [13]; РД 34.17.440-96;
		2. Радиусные переходы (галтели, тепловые канавки) на наружной поверхности, включая шейки вала. Разгрузочные отверстия.	1. Образование трещин от термических напряжений в процессе пусков-остановов по механизму малоцикловой усталости. 2. Образование трещин по механизму многоцикловой	ВТК или МПД или ЦД, ВД, АЭ, измерение температуры подшипника	После наработки 100 тыс. ч, далее каждые 50 тыс. ч, но не реже чем через 300 пусков (для турбин мощностью 500 МВт и более – каждые 25 тыс. ч, но не реже чем через 150 пусков)	РД 10-577-03 [13]; РД 153-34.1-17.454-98 [25]; РД 34.30.601-84 [27]; СО 34.20.501-03 [12]; РД 34.30.601-84 [27], РД 34.30.506-90 [26]

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
			усталости. 3. Подкалка металла шейки вала из-за нарушения смазки или повреждения вкладыша подшипника			
		3. Обода дисков высокотемпературных ступеней в местах крепления лопаток.	Образование трещин по механизму ползучести от высоких статических нагрузок в сочетании с высокой конструктивной концентрацией напряжений.	УЗК, МПД или ВТК, или ЦД	Тоже	РД 10-577-03 [13]; РД 34.17.450-98 [24];
		4. Прогиб ротора	1. Нарушение графиков пусков турбин, приводящее к неравномерному прогреву ротора по сечению. 2. Из-за структурной неоднородности металла ротора по окружности. 3. Переход упругого прогиба из-за расцентровок в остаточный по механизму ползучести.	ВД	Каждый капитальный ремонт	РД 34.30.601-84 [27]; РД 34.30.601-84 [27], РД 34.30.506-90 [26]
		5. Фланцы роторов и полумуфты: -призонные болты; -поверхность отверстий под болты и контактные торцевые поверхности	Образование трещин в отверстиях под призонные болты по механизму фреттинг-усталости из-за некачественной сборки валопровода	МПД или ВТК, или ЦД	Каждый капитальный ремонт	РД 10-577-03 [13];
		6. Металл высокотемпературных ступеней	Деградация свойств металла из-за длительного воздействия повышенных температур	Измерение твердости и исследование микроструктуры металла высокотемпературной зоны	После исчерпания паркового ресурса, далее по результатам технического диагностирования	РД 10-577-03 [13];
	3.2. Валы роторов низкого давления	1. Шейки вала	1. Многоцикловая усталость из-за расцентровок 2. Подкалка металла вала из-за нарушения смазки или повреждения вкладыша подшипника 3. Подкалка из-за осевых задеваний	ЦД или МПД, или ВТК; ВД, АЭ, Измерение твердости	Каждый капитальный ремонт	ТУ 108.1029-81 [1]; СО 34.20.501-03 [12]; РД 34.30.601-84 [27], РД 34.30.506-90 [26]

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
		2. Кольцевые проточки на валу	1. Усталость. 2. Коррозионная усталость		После 100 тыс. ч, далее каждые 50 тыс. ч	
	3.3. Насадные диски роторов среднего и низкого давления	Шпоночный паз, полотно с разгрузочными отверстиями, ступица, обод. Галтели, кромки заклепочных отверстий.	Коррозия под напряжением.	ВК, ЦД или МПД, ВТК, УЗК внутренней поверхности т-образного паза обода.	Каждые 50 тыс. ч, но не реже чем через 300 пусков	РД 34.30.507-92 [28]; РД 10-577-03 [13]; РД 34.17.450-98 [24]
			Задевание диска о статор.	Измерение твердости в местах задевания.		
			1. Стояночная (язвенная) коррозия, от которой могут развиваться трещины. 2. Эрозионный износ.	ВК, ЦД, МПД, ВТК, УЗК		
	3.4. Рабочие лопатки в зоне фазового перехода	Входные и выходные кромки, прикорневые сечения, места забоин, рисок. Отверстия под проволоку.	Питтинговая, язвенная или общая коррозия. Коррозионная усталость. Коррозионное растрескивание. Усталость. Задевание.	ВК, ЦД или МПД, ВТК или травление. УЗК хвостовиков.	Каждые 50 тыс. ч, но не реже чем через 300 пусков	ОСТ 108.020.03-82 [5] РД 34.30.507-92 [28] РД 153-34.1-17.462-00 [30]
	3.5. Рабочие лопатки последних ступеней	Входные и выходные кромки, кромки отверстий, цельнофрезерованные бандажи, хвостовики.	1. Эрозионный износ на периферии входной кромки и на выходной кромке в прикорневом сечении. От эрозионных промывов могут развиваться усталостные трещины. 2. Образование усталостных трещин от выходной кромки в прикорневом сечении, от кромок отверстий, галтелей цельнофрезерованного бандажа и хвостовика. 3. Отрыв стеллитовых пластин. 4. Задевания. 5. Развитие усталостных трещин от зон подкалки в местах припайки стеллитовых пластин.	ВК, ЦД, МПД, ВТК или травление. УЗК хвостовиков и кромок, ДФМ.	Каждые 50 тыс. ч, но не реже чем через 300 пусков	РД 153-34.1-17.462-00 [30]; РД 153-34.1-17.466-00 [32]; РД 34.17.449-97 [31]
	3.6. Подшипники	Баббит (выплавление, отслоение, повреждение), корпус и вкладыш (разрушение)	1. Нарушение смазки (условий эксплуатации), 2. Высокая вибрация, расцентровка валопровода, 3. Электроэрозия баббита,	ВД, измерение температуры баббита, контроль абсолютных и относительных расширений, контроль за	Постоянно. ВД – в каждый средний и капитальный ремонты.	ГОСТ 25364, СО 34.20.501-03 [12], РД 34.30.601-84 [27], РД 34.30.506-90 [26], РД 34.30.604-00 (РД 153-34.1-

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
			4. Дефект изготовления, ремонта.	работой токосъемного устройства		30.604-00) [29]
	3.7. Перепускные паропроводы, работающие при температуре более 450 °С	1. Гибы - наружная и внутренняя поверхность в растянутой и нейтральных зонах	- термодеформационное старение; - ползучесть.	- ВК, МПД и УЗК; - измерение остаточной деформации, -определение овальности, - УЗТ - анализ микроповрежденности по репликам; -металлографический и фазовый анализ; - механические испытания, - испытания на длительную прочность.	После выработки половины паркового ресурса, далее каждые 50 тыс. часов, но не реже, чем через 200 пусков. Исследование металла – после выработки паркового ресурса	ПБ 10-574-03 [11] РД 10-577-03 [13], СО 153-34.17.470-2003 [19] [19]г. РД 03-606-03 [14] И№23СД-80 [21] ОСТ 34.70.690.-96 [2] ОСТ 108.961.03-79 [4] ГОСТ 20700 ГОСТ 10243 ГОСТ 12503 ГОСТ 14782 ГОСТ 21105 ГОСТ 1497 ГОСТ 9454 РД 10-577-03 [13] РД 10-249-98 [15]
		2. Литые колена - наружная поверхность	- термодеформационное старение; - ползучесть	- ВК, МПД - анализ микроповрежденности по репликам; -металлографический и фазовый анализ; - механические испытания.	Каждые 50 тыс. часов, но не реже, чем через 300 пусков. Исследование металла – после выработки паркового ресурса	
		3. Штампосварные отводы - наружная поверхность и продольные сварные соединения	- термодеформационное старение; - ползучесть	- ВК, МПД и УЗК, УЗТ - анализ микроповрежденности по репликам или сколам -металлографический и фазовый анализ - механические испытания.	Каждые 50 тыс. часов, но не реже, чем через 150 пусков.	
		4. Стыковые сварные соединения труб	- термодеформационное старение; - ползучесть	- ВК, МПД и УЗК - анализ микроповрежденности по репликам -металлографический и фазовый анализ - механические испытания.	После 100 тыс. часов, далее каждые 50 тыс. часов. Исследование металла – после выработки паркового ресурса	
	3.8. Система регулирования	Подвижные золотники	1. Попадание грязи 2. Заедания из-за перекосов	ВК	Текущие ремонты и аварийные ремонты	

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
	и защиты					
	3.9. Стопорные и регулирующие клапаны	1. Радиусные переходы с наружной и внутренней поверхностей корпусов. 2. Поверхность фланцевых разъёмов, шпилечные гнёзда, крепёжные детали.	Образование трещин по механизмам ползучести и малоцикловой усталости из-за нарушений режимов эксплуатации, исчерпания ресурса металла, внутренних дефектов литья, нарушение плотности фланцевых разъёмов	МПД, УЗК, ВК, ЦД, исследование свойств металла на вырезках и сколах	Каждые 25 тыс. ч, но не реже чем через 300 пусков	РД 10-577-03 [13]; РД 34.17.440-96; РД 153-34.1-17.458-98 [33], ГОСТ 20700 ОСТ 108.961.02-79 [3]
		2. Штока	1. Разрушение по механизму усталости. 2. Заклинивание, неплотная посадка клапанов	ВК, МПД иди ЦД	Каждый средний и капитальный ремонты.	СО 34.20.501-03 [12]
	3.10. Система смазки	1. Маслопроводы, фланцевые соединения маслопроводов, маслонасосов, маслоохладителей, маслоочистительного оборудования. Сальниковые уплотнения насосов и запорной арматуры. Трубные доски маслоохладителей.	Коррозия, некачественная сварка, усталостные повреждения из-за вибрации, неплотности фланцевых соединений из-за износа уплотнительных материалов или ослабления сборки, износ сальниковых уплотнений	- ВК, ВД, МПД, УЗК; - послемонтажные и послеремонтные опрессовки.	Каждый капитальный ремонт.	ГОСТ 981; ГОСТ 1547; ГОСТ 6370; ГОСТ 12068; ГОСТ 17216; СО 34.20.501-03 [12];
		2. Масло.	Деградация свойств турбинного масла из-за старения (расходование функциональных присадок), обводнения, загрязнения механическими примесями	Контроль показателей качества масла: кислотное число, термоокислительная стабильность, антикоррозионные и деэмульгирующие свойства, наличие механических примесей, воды и шлама, объемное воздухосодержание	Постоянно.	РД 34.50.508-93 [34]; РД 153-34.43.104-88 [35]; РД 34.43.106-2001 [36]; РД 34.43.204-2001 [37]; РД 34.43.210-00 [38]; РД 34.43.211-00 [39] СТО 70238424.27.100.053-2009 ;
	3.11. Система обеспечения относительных перемещений элементов статора и роторов	Продольные и поперечные шпонки, скользящие поверхности, зазоры	1. Ненормативные нагрузки на лапы цилиндров от присоединенных трубопроводов. 2. Снижение крутильной жесткости поперечных ригелей фундаментов. 3. Задиры в пазах и на шпонках.	Контроль относительных и абсолютных расширений турбины	Постоянно.	СО 34.20.501-03 [12], РД 34.30.506-90 [26]

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
			4. Асимметрия нагрева лап цилиндров от неравномерных протечек пара. 5. Неправильно выставленные зазоры в проточной части турбины. 6. Повышенное трение на скользящих поверхностях.			
	3.12. Фланцевые разъемы корпусных деталей	1. Поверхность фланцевых разъёмов, гнёзда под шпильки. 2. Шпильки и гайки крепежа	1. Развитие трещин под действием термоусталости, ползучести и релаксации 2. Пропаривание вследствие ускоренной релаксации напряжений в шпильках	ВК, ВТК, МПД, УЗК, ТВ	Каждый капитальный ремонт и после исчерпания паркового ресурса	ГОСТ 20700
	3.13. Диафрагмы	1.Направляющие лопатки, плоскость диафрагмы	1. Развитие трещин, потеря формы, выпучивание	ВК, МПД	Каждый капитальный ремонт	ТУ на ремонт турбин
4. Газовая турбина	**4.1.** Ротор турбины	1. Обода и отверстия в них, ступицы, гребни и галтели дисков, тепловые канавки передних и задних концевых частей ротора, свободных от уплотнений, галтели полумуфт. 2. Осевой канал. 3. Сварные швы в свариваемых частях роторов.	Образование трещин в процессе ползучести, малоцикловой усталости, высоких статических напряжений при превышении числа оборотов, трещины от исходных металлургических дефектов.	ВК, МПД, ЦД, ВТК, УЗД (гребни, обода)	При пиковом режиме через каждые 5 тыс. ч и 1200 пусков. При полупиковом – каждые 60 тыс. ч и 1200 пусков. При базовом режиме каждые 60 тыс. ч и 100 пусков.	РД 34.17.448-97, РД 34.30.601-84 [27], РД 34.30.506-90 [26]
	4.2. Насадные диски	Поверхности ободов и отверстий в них, ступиц, гребней, полотен дисков.	Образование трещин от ползучести и малоцикловой усталости.	ВК, МПД, ЦД, ВТК, УЗД	Тоже	
	4.3. Стяжные болты, гайки стяжных болтов.	Концентраторы			Тоже	
	4.4. Ротор компрессора, в т.ч. сварные роторы	Ободы, гребни, галтели	Трещины от малоцикловой усталости в концентраторах напряжений и в сварных швах.	ВД, ВК, ЦД или МПД, ВТК, УЗД.	При пиковом режиме через каждые 5 тыс. ч и 1200 пусков. При полупиковом – каждые 30 тыс. ч и 600 пусков. При базовом режиме каждые 60 тыс. ч и 100 пусков.	
	4.5. Рабочие лопатки первых двух ступеней	Входные и выходные кромки лопаток, галтели, кромки отверстий, хвостовики, ножки	1. Ползучесть, 2. Усталость, 3. Коррозионная усталость,	ВК, М-ЛЮМ-А, ЛЮМ-А, ВТД, ЦД, МПД, УЗД, Исследование	При пиковом режиме через каждые 1,2 тыс. ч и 300 пусков. При полупиковом –	

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
	турбины		4. Деградация свойств металла, 5. Развитие трещин от исходных металлургических дефектов, 6. Коррозионное или механическое повреждение защитного покрытия	свойств основного металла и защитного покрытия	каждые 15 тыс. ч и 300 пусков. При базовом режиме каждые 30 тыс. ч и 50 пусков.	
	4.6. Направляющие лопатки первых двух ступеней турбины	Входные и выходные кромки лопаток, галтели, хвостовики	Термическая усталость.	ВК, ЛЮМ-А, М-ЛЮМ-А, ВТД, ЦД, МПД, УЗД (выходных кромок).	Тоже.	
	4.7. Подшипники	Выплавление баббита, разрушение вкладыша	1. Нарушение смазки, 2. Расцентровка валопровода	ВД, измерение температуры баббита	Постоянно. ВД- в капитальный ремонт	СО 34.20.501-03 [12], РД 34.30.601-84 [27], РД 34.30.506-90 [26]
	4.8. Система смазки	1. Маслопроводы, фланцевые соединения маслопроводов, маслонасосов, маслоохладителей, маслоочистительного оборудования. Сальниковые уплотнения насосов и запорной арматуры. Трубные доски маслоохладителей.	Коррозия, некачественная сварка, усталостные повреждения из-за вибрации, неплотности фланцевых соединений из-за износа уплотнительных материалов или ослабления сборки, износ сальниковых уплотнений	- ВК, ВД, МПД, УЗК; - послемонтажные и послеремонтные опрессовки.	Каждый капитальный ремонт.	ГОСТ 981; ГОСТ 1547; ГОСТ 6370; ГОСТ 12068; ГОСТ 17216; СО 34.20.501-03 [12]; РД 34.50.508-93 [34]; РД 153-34.43.104-88 [35]; РД 34.43.106-2001 [36]; РД 34.43.204-2001 [37]; СТО 70238424.27.100.053-2009; РД 34.43.210-00 [38]; РД 34.43.211-00 [39]
		2. Масло.	Деградация свойств турбинного масла из-за старения (расходование функциональных присадок), обводнения, загрязнения механическими примесями	Контроль за показателями качества масла: кислотное число, термоокислительная стабильность, антикоррозионные и деэмульгирующие свойства, наличие механических примесей, воды и шлама, объемное воздухосодержание	Постоянно.	
	4.9. Фланцевые разъемы	1. Поверхность фланцевых разъёмов, гнёзда под шпильки.	1. Развитие трещин под действием термоусталости,	ВК, ВТК, МПД, УЗК, ТВ	Каждый капитальный ремонт и после исчерпания	РД 34.17.440-96 ГОСТ 20700

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
	корпусных деталей	2. Шпильки и гайки крепежа	ползучести и релаксации 2. Пропаривание вследствие ускоренной релаксации напряжений в шпильках		паркового ресурса	ОСТ 108.961.03-79 [4]
5. Турбогенератор	5.1. Сердечник статора	1. Изоляция листов активной стали сердечника статора.	Местные перегревы и развитие «пожаров железа» вследствие повреждения изоляции листов активной стали из-за: а) попадания посторонних предметов в расточку статора, осевые вентиляционные каналы, пазы статора; б) механических повреждений внутренней поверхности сердечника статора при проведении ремонтных работ; в) старения изоляционных лаковых покрытий листов активной стали под воздействием эксплуатационных нагрузок; г) механический износ изоляционных лаковых покрытий, возникающий при распушении зубцов активной стали статора.	ВК, ЭМК	ВК – каждый капитальный ремонт. ЭМК – на турбогенераторах мощностью: – 50-150 МВт через 35 лет эксплуатации; далее в зависимости от результатов контроля, но не реже чем через 15 лет; – 160МВт и более через 30 лет эксплуатации; далее в зависимости от результатов контроля, но не реже чем через 10 лет; – 50 МВт и более в ближайший капитальный ремонт, если имеются свидетельства о неудовлетворительном состоянии изоляции листов активной стали; при проведении замены обмотки статора; при проведении ремонтов активной стали с установкой протезов.	РД 34.45-51.300-97 [41] Методических указаний по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы [40]
		2. Плотность прессовки активной стали сердечника статора.	Снижение плотности активной стали сердечника статора вследствие упруговязкого течения изоляционных лаковых пленок и термомеханических деформаций сердечника статора.	ВК, УЗК	ВК – каждый капитальный ремонт. УЗК – на турбогенераторах мощностью: – 50-150 МВт при работе со значением cos φ близким к номинальному: через 35 лет эксплуатации; далее в зависимости от результатов контроля, но не реже чем через 15 лет; при работе в режимах со значением cos φ более	СРМ Часть 1, п. 6.14 (Ц-01-91(э), Ц-06-96). Методические указания по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы [40]
		3. Зубцовые зоны крайних пакетов сердечника статора.	Распушение и разрушение зубцовых зон крайних пакетов вследствие: а) несвоевременного выяв-			

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
			ления и неполного устранения местных ослаблений плотности прессовки зубцовых зон крайних пакетов активной стали статора; б) длительной работы генератора в режимах с потреблением реактивной мощности.		0,95 и недовозбуждении через 25 лет эксплуатации; далее в зависимости от результатов контроля, но не реже чем через 10 лет; – 160МВт и более при работе со значением cos φ близким к номинальному через 30 лет эксплуатации; далее в зависимости от результатов контроля, но не реже чем через 10 лет; при работе в режимах со значением cos φ более 0,95 и недовозбуждении через 16 лет эксплуатации; далее в зависимости от результатов контроля, но не реже чем через 10 лет; – 50 МВт и более, имевшие разрушения зубцов активной стали, в ближайший ремонт с выводом ротора, если УЗК не использовался при устранении разрушений.	
		4. Система крепления сердечника статора.	Ослабление и разрушение системы крепления сердечника статора вследствие: а) повышенной вибрации сердечника и корпуса статора; б) ослабление сопряжения стяжных призм с сердечником статора в процессе длительной эксплуатации; в) воздействие повышенных электромагнитных нагрузок на систему крепления сердечника статора при внезапных к.з. (внутренних и на зажимах трансформатора), грубых синхронизациях с сетью,	ВК, ВД	ВК – каждый капитальный ремонт. ВД – контроль вибрации корпуса в зависимости от результатов ВК и ВД, но не реже - на турбогенераторах мощностью: 50-150 МВт 1 раз в 3 года; 160МВт и более 1 раз в год; 50МВт и более перенесших внутреннее или на зажимах трансформатора К.З. и т.п. не реже 1 раза в 2 месяца.	МУ34-70-103-85 [44] Методические указания по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы [40]

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
			к.з. в линиях электропередач со срабатыванием устройств БАПВ и т.п.			
	5.2. Обмотка статора	1. Изоляция обмотки статора.	1. Тепловое старение изоляции вследствие: а) нарушений в системе охлаждения; б) дефектов токоведущих частей и активной стали статора;	ВК, ВВИ, средства штатного термоконтроля.	Средства штатного термоконтроля – постоянно. ВК – каждый капитальный ремонт. ВВИ – в соответствии с РД 34.45-51.300-97 [41]	ГОСТ 533 РД 34.45-51.300-97 [41] РД 34.45.309-92 [42] ТИ34-70-004-82 [43] Методические указания по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы [40]
			2. Механические повреждения изоляции вследствие: а) повышенной вибрации; б) попадания посторонних предметов (в том числе ферромагнитных); в) дефектов активной стали статора и системы крепления обмотки статора; г) низкого качества проведения ремонта генератора.	ВК, ЧР, ВВИ, КИН	ВК – каждый капитальный ремонт. ВВИ – в соответствии с РД 34.45-51.300-97 [41]. ЧР – по решению технического руководства ТЭС на турбогенераторах с термопластичной изоляцией обмотки статора напряжением 6,3 кВ через 30 лет эксплуатации и напряжением 10,5кВ и выше через 25 лет эксплуатации. Далее в зависимости от результатов контроля. КИН – по рекомендации технического руководства ТЭС постоянно на турбогенераторах 800МВт и выше, ТВМ-300, ТВМ-500.	РД 34.45-51.300-97 [41] Методические указания по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы [40] (проект)"
			3. Увлажнение изоляции вследствие: а) течи газоохладителей; б) течи полых элементарных проводников; в) течи в системе коллекторов подачи и слива охлаждающего дистиллята;	ВВИ, измерение сопротивления изоляции, испытания на герметичность ГО и водяного тракта обмотки статора, СШК, ВК, КИН.	ВК – каждый капитальный ремонт. СШК- постоянно. ВВИ, измерение сопротивления изоляции – в соответствии с РД 34.45-51.300-97 [41]. Испытания на герметичность	РД 34.45-51.300-97 [41] ТИ34-70-004-82 [43] Методические указания по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный норма-

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
			г) попадания в корпус генератора обводненного турбинного масла;		ГО и водяного тракта обмотки статора – в соответствии с инструкцией завода изготовителя. КИН – по решению технического руководства постоянно ТЭС на турбогенераторах мощностью 300МВт и более.	тивный срок службы [40]
			4. Загрязнение изоляции вследствие попадания турбинного масла во внутреннюю полость генератора и образование продуктов истирания активных и конструктивных элементов турбогенератора.	ВК, ВВИ, КИН	ВК – каждый капитальный ремонт. ВВИ– в соответствии с РД 34.45-51.300-97 [41]. КИН – по решению технического руководства ТЭС на турбогенераторах мощностью 300МВт и более.	РД 34.45-51.300-97 [41] Приложение 2 (раздел 4.1, 4. Методические указания по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы [40]
			5. Снижение степени полимеризации бумажно-масляной изоляции вследствие теплового старения.	Определение степени полимеризации целлюлозной фракции бумажно-масляной изоляции.	На турбогенераторах типа ТВМ-300, ТВМ-500 со сроком службы более 30 лет по решению технического руководства ТЭС.	
		2. Полые проводники обмотки статора.	1. Повреждение полых проводников обмотки статора вследствие: а) повышенной вибрации обмотки статора: б) термомеханических деформаций обмотки статора; в) попадания в тракт водяного охлаждения обмотки статора ферромагнитных частиц; г) коррозионного износа полых проводников.	ВК, СШК, ИГВТ, ККД, ревизия магнитных фильтров.	ВК – каждый капитальный ремонт. СШК- постоянно. ИГВТ – в соответствии с инструкцией завода изготовителя; ККД – в соответствии с требованиями ЭЦ №Ц-10-85(э). [55]	РД 34.45-51.300-97 [41] СРМ. Часть 1, п. 6.6 , ЭЦ № Ц-10-85(э). ТИ 34-70-004-82 [43] МУ34-70-103-85 [44] Методические указания по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы [40].
			2. Закупорка полых проводников обмотки статора вследствие: а) засорения системы охлаждения обмотки статора; б) коррозии полых медных проводников.	Средства штатного термоконтроля; ВК; ККД.	ВК – каждый капитальный ремонт. СШК- постоянно. ККД – в соответствии с требованиями ЭЦ №Ц-10-85(э) [55].	РД 34.45-51.300-97 [41] ТИ 34-70-004-82 [43] СРМ Часть 1, п.6.6., ЭЦ № Ц-10-85(э). Методические указания по оценке технического состояния турбогенераторов, отра-

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
						ботавших установленный нормативный срок службы [40]
		3. Элементарные проводники и паянные соединения обмотки статора.	Механические разрушения вследствие повышенной вибрации и термомеханических нагрузок обмотки статора.	ВК, измерение сопротивления фаз и ветвей обмотки статора постоянному току.	ВК – каждый капитальный ремонт; измерение сопротивления фаз и ветвей обмотки статора постоянному току – в соответствии с требованиями РД 34.45-51.300-97 [41]	РД 34.45-51.300-97 [41] ТИ 34-70-004-82 [43] Методические указания по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы [40].
		4. Система крепления лобовой и пазовой частей обмотки статора.	Ослабление и разрушение ситемы крепления лобовых и пазовых частей обмотки статора вследствие: а) длительного воздействия эксплуатационных нагрузок; б) повышенной вибрации и термомеханических деформаций обмотки статора обусловленных снижением технического состояния и нарушением правил эксплуатации; в) воздействия повышенных электродинамических нагрузок при анормальных режимах работы.	ВК	ВК – каждый капитальный ремонт;	Методические указания по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы [40]
	5.3. Металл ротора	1. Бочка ротора (стыки пазовых клиньев, посадочные поверхности).	Образование усталостных трещин в зонах подкала металла вследствие работы турбогенератора в следующих анормальных режимах: а) длительный несимметричный с током обратной последовательности I_2 более допустимого значения; б) кратковременная работа в несимметричных режимах с I_2^2t более допустимых значений;	ВД, ВК, ВТК, ЦД, контроль твердости.	ВК – каждый капитальный ремонт; ВД – периодический контроль вибрации корпусов подшипников турбогенератора в зависимости от вибрационного состояния, но не реже 1 раза в месяц; Контроль твердости – в ближайший капитальный ремонт (при работе турбогенераторов в анормальных режимах); ЦД и (или) ВТК – в капи-	ГОСТ 253 64-92 ГОСТ18442-80 ГОСТ 22761. СРМ Часть 1, п. 6.15, Методические указания по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы [40]

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
			в) несимметричные короткие замыкания с I_2^2t более допустимых значений; г) асинхронные пуски; д) асинхронные режимы с активной нагрузкой, превышающей допустимую.		тальный ремонт (при выявлении трещин и подкалов металла).	
		2. Хвостовые части ротора.	1. Образование трещин в зонах подвода охлаждающего газа под корзину лобовых частей («звездочка ротора») по механизму фреттинг-усталости. 2. Образование усталостных трещин в зонах галтельных переходов, маслоуловительных канавок и т.п. по механизму многоцикловой усталости. 3. Образование трещин в хвостовых частях ротора по механизму малоцикловой усталости вследствие многократной работы генератора в анормальных режимах (к.з. на зажимах генератора и трансформатора, синхронизация с $\theta>90^0$, несинхронные включения–отключения, неуспешные АПВ).	ВК, ВД, МПД, ЦД	ВК – каждый капитальный ремонт; ВД – периодический контроль вибрации корпусов подшипников турбогенератора в зависимости от вибрационного состояния, но не реже 1 раза в месяц; ЦД – в ближайший капитальный ремонт (при работе турбогенераторов в анормальных режимах);, а также на турбогенераторах серии ТВВ мощностью: • 800 МВт и более через 20 лет эксплуатации; • 300-350 МВт и более через 30 лет эксплуатации; • 150-220 МВт и более через 35 лет эксплуатации; • 50-120 МВт через 40 лет эксплуатации; МПД – при выявлении трещин.	ГОСТ 21105 ГОСТ 25364 ГОСТ 18442 ГОСТ 22761 СРМ Часть 1, п. 6.3, Ц-04-97(э). Методические указания по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы [40]
			4. Образование усталостных трещин на шейках вала из-за их подкала вследствие потери маслоснабжения и повреждения вкладыша подшипника.	ЦД, ВД, МПД Средства штатного термоконтроля; контроль твердости;	ВД – периодический контроль вибрации корпусов подшипников турбогенератора в зависимости от вибрационного состояния, но не реже 1 раза в месяц; СШК – постоянно; Контроль твердости, МПД, ЦД – в ближайший ремонт после потери маслоснабже-	ГОСТ 21105 ГОСТ 25364 ГОСТ 18442 ГОСТ 22761

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
					ния и повреждения вкладыша подшипника.	
			5. Образование усталостных трещин в зонах токоподвода из-за подкалов металла вследствие двойных замыканий на землю.	ЦД, ВД, МПД, контроль твердости	ВД – периодический контроль вибрации корпусов подшипников турбогенератора в зависимости от вибрационного состояния, но не реже 1 раза в месяц; Контроль твердости, МПД, ЦД – при устранении подкалов. ЦД – в зоне подкалов при неудовлетворительном вибрационном состоянии ротора.	
	5.4. Обмотка ротора	1. Корпусная изоляция.	1. Тепловое старение вследствие: а) нарушений в системе охлаждения; б) анормальных несимметричных и асинхронных режимов работы турбогенератора; 2. Механические повреждения вследствие: а) термомеханических деформаций в режимах пусков-остановов; б) ослабления крепления обмотки; 3. Снижение сопротивления изоляции вследствие загрязнения и увлажнения.	ВК, измерение сопротивления изоляции ротора, испытание повышенным напряжением промышленной частоты	ВК – каждый капитальный ремонт; Электрические испытания изоляции	ГОСТ 25364 РД 34.45-51.300-97 [41] Методические указания по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы [40].
		2. Витковая изоляция.	1. Тепловое старение вследствие: а) нарушений в системе охлаждения; б) анормальных несимметричных и асинхронных режимов работы турбогенератора;	ВК, ВД, измерение z ротора.	ВД – периодический контроль вибрации корпусов подшипников турбогенератора в зависимости от вибрационного состояния, но не реже 1 раза в месяц; ВК – каждый капитальный ремонт;	ГОСТ 25364 РД 34.45-51.300-97 [41] Методические указания по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нор-

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
			2. Механические повреждения вследствие: а) термомеханических деформаций в режимах пусков-остановов; б) ослабления крепления обмотки; в) центробежных нагрузок в номинальном режиме работы. 3. Снижение сопротивления изоляции вследствие загрязнения и увлажнения.		измерение **z** ротора	мативный срок службы [40].
		3. Подбандажная изоляция.	1. Снижение сопротивления вследствие загрязнения и увлажнения. 2. Тепловое старение вследствие нарушения технологии надевания бандажных колец	Измерение сопротивления изоляции, Испытание повышенным напряжением промышленной частоты.	В соответствии с РД 34.45-51.300-97 [41]	РД 34.45-51.300-97 [41]
		4. Катушки обмотки возбуждения.	Деформация витков вследствие: а) термомеханических нагрузок в режиме пусков-остановов; б) из-за нарушений в системе охлаждения.	ВК	ВК – каждый капитальный ремонт	Методические указания по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы [40]
		5. Паяные межкатушечные соединения.	Нарушение паяных межкатушечных соединений вследствие: а) естественного старения под действием нормальных эксплуатационных нагрузок; б) воздействия повышенных термомеханических нагрузок при нарушении условий охлаждения; в) воздействия повышенных вибрационных нагру-	ВК	ВК – каждый капитальный ремонт.	Методические указания по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы [40].

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
			зок при ослаблении крепления.			
		6. Ослабление крепления.	Ослабление крепления обмотки в процессе длительной эксплуатации.	ВК	ВК – каждый капитальный ремонт.	Методические указания по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы [40].
	5.5. Система охлаждения	1. Активные элементы турбогенератора	Нарушения в системах охлаждения и вентиляции турбогенератора	Испытание на нагревание, СШК	Испытание на нагревание не реже 1 раза в 10 лет. Для турбогенераторов со сроком службы более 25 лет 1 раз в 5 лет. СШК постоянно в процессе эксплуатации.	РД 34.45-51.300-97 [41]
		2. Водяная система охлаждения обмотки статора.	1. Нарушение герметичности вследствие: а) повреждения паяных соединений в головках обмотки статора; б) усталостных повреждений элементарных проводников обмотки статора; в) повреждения фторопластовых соединительных шлангов; г) усталостных повреждений коллекторов подачи и слива дистиллята в стержни обмотки статора; д) повреждения (ослабления) уплотнений соединений фторопластовых шлангов с коллекторами и головками стержней обмотки статора; е) повреждения перепускных трубок в головках стержней обмоток статора. 2. Нарушение работы системы охлаждения обмотки статора в следствие: а) снижения сопротивления дистиллята;	СШК, гидравлические испытания.	СШК постоянно в процессе эксплуатации. Гидравлические испытания при проведении капремонтов.	РД 34.45-51.300-97 [41]

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
			б) снижения расхода дистиллята; в) снижения качества дистиллята.			
		3. Водяная система охлаждения обмотки ротора	Нарушение герметичности вследствие: а) повреждения паяных соединений обмотки возбуждения; б) повреждения соединений водоподвода с обмоткой возбуждения	СШК, гидравлические испытания.	СШК постоянно в процессе эксплуатации. Гидравлические испытания при проведении ремонтов.	Инструкции завода-изготовителя
		4. Система вентиляции обмотки ротора	Нарушение проходимости вследствие: а) смещения витков обмотки ротора; б) смещения изоляционных прокладок под пазовыми клиньями; в) засорения вентиляционных каналов.	ВД, проверка проходимости	ВД в процессе эксплуатации Проверка проходимости при проведении ремонтов	РД 34.45-51.300-97 [41] Инструкции завода-изготовителя Методические указания по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы [40].
		5. Газоохладители	1. Повреждение трубок газоохладителей вследствие коррозионного износа. 2. Повышение температуры охлаждающего газа из-за загрязнения. 3. Нарушение герметичности резиновых уплотнений. 4. Нарушение развальцовки трубок газоохладителей	СШК, гидравлические испытания.	СШК постоянно в процессе эксплуатации. Гидравлические испытания при проведении капремонтов.	РД 34.45-51.300-97 [41]
	5.6. Система уплотнения вала ротора	1. Уплотнение вала	1. Нарушение работы уплотнений вала вследствие: а) перекоса, потери подвижности, заклинивания вкладышей уплотнения; б) повреждения посторонними включениями, износа, подплавления, полного выплавления баббитовой заливки вкладышей уплот-	СШК, ВК	В процессе эксплуатации и при проведении ремонтов	РД 34.45-51.300-97 [41]

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
			нения; в) отказа регуляторов давления, поплавковых реле гидрозатвора; г) загрязнения фильтров масла.			
		2. Маслоуловители	Нарушение работы маслоуловителей вследствие некачественной сборки узла.			
	5.7. Бандажные узлы ротора	1. Бандажные кольца.	1. Коррозионное и коррозионно-усталостное повреждение бандажных колец вследствие: а) повышенной влажности во внутренней полости генератора; б) воздействия знакопеременных механических нагрузок. 2. Подгары и местная закалка посадочной поверхности бандажного кольца вследствие ослабления натяга и работы генератора в несимметричных режимах. 3. Наклеп и контактная коррозия посадочной поверхности бандажного кольца вследствие ослабления посадочного натяга.	ВК, ЦД, ВТК	В соответствии с требованиями Ц-3-98(э)	СРМ Часть 1, п. 6.22 (Ц-3-98(э)).
		2. Центрирующие кольца.	1. Коррозионное и коррозионно-усталостное повреждение центрирующих колец вследствие: а) повышенной влажности во внутренней полости генератора; б) воздействия знакопеременных механических нагрузок.	ВК, ЦД, ВТК, ВД	ВД (для турбогенераторов с 2^{-x} посадочной конструкцией бандажных узлов) - периодический контроль вибрации корпусов подшипников турбогенератора в зависимости от вибрационного состояния, но не реже 1 раза в месяц ВК, ЦД, ВТК - В соответствии с требованиями Ц-3-98(э)	ГОСТ 25364 СРМ Часть 1, п. 6.22 (Ц-3-98(э)).

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
			2. Наклеп и контактная коррозия посадочной поверхности центрирующего кольца вследствие ослабления посадочного натяга.	ВК, ЦД, ВТК	ВК, ЦД, ВТК - В соответствии с требованиями Ц-3-98(э)	СРМ Часть 1, п. 6.22 (Ц-3-98(э)).
6. Блочный трансформатор	6.1. Обмотка	Твердая изоляция	При достижении средней влажности 2% в наиболее нагретой части обмотки может иметь место процесс испарения влаги и газа (азота или воздуха) в микрокапилляры (не заполненные маслом) целлюлозной изоляции с повышением давления газа в них и последующим вытеснением масла из макрокапилляров (заполненных маслом) в масло, окружающее витковую и дополнительную изоляцию обмоток. Газовые пузырьки ослабляют электрическую прочность масла и маслобарьерной изоляции (примерно на 30% по отношению к пробивному напряжению). Это создает риск повреждения при воздействии грозовых и коммутационных перенапряжений в изоляции данного участка трансформатора. – Если средняя влажность обмоток превышает 4%, возникает возможность риска повреждения изоляции под рабочим напряжением из-за значительного увеличения	Влагосодержание твердой изоляции перед вводом в эксплуатацию и при капитальном ремонте определяется по влагосодержанию заложенных в бак образцов. В процессе эксплуатации трансформатора допускается оценка влагосодержания твердой изоляции расчетным путем.	Первый раз - через 10-12 лет после включения. В дальнейшем - 1 раз в 4-6 лет.	ГОСТ 3484.5 РД 34.45-51.300-97 [41] СТО 70238424.27.100.053-2009 При достижении предельно-допустимого значения влагосодержания твердой изоляции выполнить: – измерение общего газосодержания и влажности масла; – проверить герметичность бака и системы охлаждения; – измерение степени полимеризации образца витковой изоляции при превышении влагосодержания твердой изоляции в 4% для длительно работающих трансформаторов.
			диэлектрических потерь, приводящих к тепловому			

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
			пробою изоляции. При влагосодержании твердой изоляции более 4% и общем газосодержании более 7% при резко переменном графике нагрузки и при включениях-отключениях трансформатора при отрицательных температурах возможно развитие ползущего разряда. Возможные неисправности: - нарушение герметичности трансформатора; - дегидратация твердой изоляции при практически полном исчерпании ее ресурса (выделение воды из твердой изоляции).			
			Риск повреждения трансформатора из-за ухудшения его состояния, индицируемого понижением сопротивления изоляции: – локальные тепловые повреждения активной части трансформатора из-за осаждения продуктов разложения (загрязнения) масла; – локальный пробой изоляции из-за ее сильного увлажнения; – риск внутреннего короткого замыкания при неустраненном незавершенном пробое изоляции; – электрическое перекрытие наружной изоляции загрязненного ввода. – Возможные неисправности:	Измерение сопротивления изоляции. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток.	Измерения производятся при неудовлетворительных результатах испытаний масла и (или) хроматографического анализа газов, растворенных в масле, а также в объеме комплексных испытаний	ГОСТ 3484.3-88 ГОСТ 6581-75 ГОСТ 1516.2-97 ГОСТ 1516.3-96 ГОСТ 22756-77 СТО 70238424.27.100.053-2009 РД 34.46.302-00 [49] РД 153-34.46.502 (РД 34.46.502) [51] РД 34.45-51.300-97 [41] При существенном уменьшении тангенса угла диэлектрических потерь по сравнению с данными предыдущих измерений (опасное загрязнение или даже прогорание изоляции) необходимо выполнить обследование трансформатора после слива масла из бака, а также выполнить: – измерение тангенса угла диэлектрических потерь и влажности масла; – оценку влажности твердой изоляции;

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
			– пробой изоляции обмоток на корпус или пробой между обмотками; – увлажнение и (или) загрязнение твердой изоляции – дегидратация твердой изоляции при практически полном исчерпании ее ресурса; – загрязнение поверхности фарфоровой изоляции вводов; – загрязнение и (или) увлажнение масла.			– измерение степени полимеризации образца витковой изоляции при превышении влагосодержания твердой изоляции в 4% и предельно-допустимых показателей влажности масла для длительно работающих трансформаторов; -хроматографический анализ растворенных в масле газов; – измерение поверхностного сопротивления вводов с помощью накладного электрода из станиоля
		Обмотки	Риск повреждения трансформатора из-за внутреннего короткого замыкания вследствие нарушения изоляции и изоляционных промежутков	Измерение сопротивления КЗ трансформаторов.	Измерения производятся у трансформаторов 125 МВА и более и трансформаторов собственных нужд. В процессе эксплуатации измерения Zк производятся после воздействия на трансформатор тока КЗ, превышающего 70% расчетного значения, а также в объеме комплексных испытаний	ГОСТ 3484.3 ГОСТ 20243 РД 34.45-51.300-97 [41] РД 34.46.302-00 [49] РД 34.46.303-98 [50] РД 153-34.46.502 (РД 34.46.502) [51] Циркуляр Ц-02-88(Э) [47] При достижении предельно-допустимого значения сопротивления короткого замыкания трансформатора выполнить: – хроматографический анализ растворенных в масле газов; – измерение тангенса угла диэлектрических потерь изоляции обмоток и емкостей обмоток (изменение емкости обмоток более чем на возможную погрешность метода измерений порядка 5%- означает наличие изменения геометрии обмоток); При необходимости выполнить обследование трансформатора после слива масла из бака.

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
		Контактные соединения	Повреждения трансформатора из-за ухудшения состояния контактных соединений – выгорание изоляции, оплавление контактных поверхностей, обрыв цепи в обмотках с образованием дуги и др.	Хроматографический анализ растворенных в масле газов. Измерение сопротивления обмоток постоянному т оку.	Измерения сопротивления обмоток постоянному току проводятся при комплексных испытаниях трансформатора. Хроматографический анализ растворенных в масле газов проводится у: - трансформаторов напряжением 110 кВ мощностью менее 60 МВА и блочных трансформаторов собственных нужд через 6 мес. после включения и далее не реже 1 раза в 6 мес.; - трансформаторов напряжением 110 кВ мощностью 60 МВА и более, а также у всех трансформаторов 220 - 500 кВ в течение первых суток, через 1, 3 и 6 мес. после включения и далее - не реже 1 раз в 6 мес; - трансформаторов напряжением 750 кВ - в течение первых суток, через 2 недели, 1, 3 и 6 месяцев после включения и далее - не реже 1 раза в 6 мес.	ГОСТ 6581 ГОСТ 5985 ГОСТ 17216 ГОСТ 6370 ГОСТ 8008 ГОСТ 24156 РД 34.45-51.300-97 [41] РД 34.46.302-00 [49] РД 34.46.303-98 [50] РД 34.43.212-00 (РД 153-34.1-43.212-00) [48] СТО 70238424.27.100.053-2009
			Риск развития повреждения связан с возможным перегревом обмотки и магнитопровода из-за повышенного напряжения или тока.	Проверка коэффициента трансформации	Проверка производится на всех положениях переключателя ответвлений при вводе трансформатора в эксплуатацию и при капитальном ремонте.	ГОСТ 3484.1 РД 34.45-51.300-97 [41]
		Изоляция	Деструкция бумажной изоляции может сопровождаться выделением в трансформаторное масло фурановых соединений. Наиболее значимые процессы деградации целлюлозной изоляции обмоток	Проведение измерений содержания фурановых соединений с помощью тонкослойной хроматографии или методом жидкостной хроматографии. Проведение измере-	Оценка содержания фурановых соединений производится у трансформаторов 110 кВ и выше по решению технического руководителя предприятия. Оценка степени полимеризации производится у	РД 34.45-51.300-97 [41] РД 34.51.304-94 [46] СТО 70238424.27.100.053-2009 Противоаварийный циркуляр Ц-11-87-(Э) Превышение содержания фурановых соединений допустимых значений не является

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
			при снижении степени полимеризации бумаги до 250 единиц приводят, в первую очередь, к не менее чем 4-х кратному снижению механической прочности изоляции в сравнении с исходной и выходу воды из-за процесса дегидратации, который может составлять более 6% массы. При этом резко возрастает риск повреждения трансформатора из-за возможности возникновения витковых замыканий под рабочим напряжением, при воздействии токов короткого замыкания, грозовых и коммутационных перенапряжений. Возможны неисправности: витковое замыкание.	ний степени полимеризации образца витковой изоляции обмоток.	трансформаторов со сроком эксплуатации более 30 лет по решению технического руководителя предприятия.	определяющим критерием для оценки состояния бумажной изоляции обмоток. Оно может служить только основанием для дополнительного обследования состояния изоляции трансформатора. При достижении предельно-допустимого значения фурановых соединений выполнить: обследование состояния изоляции трансформаторов по специальной программе по комплексу показателей, в числе которых определяющим является степень полимеризации. При достижении предельно-допустимого значения степени полимеризации проводить измерения влагосодержания и пробивного напряжения масла с периодичностью 1 раз в 6 месяцев с целью своевременного выявления возможного снижения его электрической прочности при полной деградации изоляции, сопровождающейся процессом дегидратации (выделение воды из твердой изоляции).
	6.2. Магнитопровод	Элементы магнитопровода	Образование короткозамкнутых контуров и вихревых токов в них и как крайний результат - "пожар" в железе.	Измерение потерь холостого хода. Хроматографический анализ растворенных в масле газов.	Измерение потерь холостого хода производится по решению технического руководителя предприятия, исходя из результатов хроматографического анализа растворенных в масле газов. Хроматографический анализ растворенных в масле газов проводится у: - трансформаторов напряжением 110 кВ мощностью менее 60 МВА и блочных трансформаторов собственных нужд через 6 мес. после	ГОСТ 3484.1 ГОСТ 6581 ГОСТ 5975-79 ГОСТ 17216 ГОСТ 6370 РД 34.45-51.300-97 [41] РД 34.46.302-00 [49] РД 34.46.303-98 [50] РД 34.0-20.363-99 (РД 153-34.0-20.363-99) [52] СО 34.43.212-00 (РД 153-34.1-43.212-00) [48] СТО 70238424.27.100.053-2009

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
					включения и далее не реже 1 раза в 6 мес.; - трансформаторов напряжением 110 кВ мощностью 60 МВА и более, а также у всех трансформаторов 220 - 500 кВ в течение первых суток, через 1, 3 и 6 мес. после включения и далее - не реже 1 раз в 6 мес; - трансформаторов напряжением 750 кВ - в течение первых суток, через 2 недели, 1, 3 и 6 месяцев после включения и далее - не реже 1 раза в 6 мес.	
		Изоляция доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярем и пр.	Перегрев деталей магнитопровода. Возможные неисправности: – нарушение изоляции деталей магнитопровода	Обследование трансформатора после слива масла из бака.	Производится по решению технического руководителя предприятия при вскрытии трансформатора для оценки состояния изоляции активной части.	РД 34.45-51.300-97 [41]
	6.3. Система охлаждения	Маслонасос	Перегрев активной части трансформатора или неисправность двигателя маслонасоса.	Контроль по результатам хроматографического анализа концентрации в масле диоксида углерода - CO_2 . Тепловизионный контроль.	Хроматографический анализ растворенных в масле газов проводится: - - 1 раз в 6 месяцев для всех нормально работающих трансформаторов (бездефектные трансформаторы); - в течение первых 3-х суток, через 1, 3 и 6 мес. после включения и далее не реже 1 раза в 6 мес. для вновь вводимых в работу трансформаторов или прошедших капитальный ремонт с полным или частичным сливом масла. Для трансформаторов с предполагаемым дефектом устанавливается в каждом конкретном случае, исходя из состава и концентрации	ГОСТ 3484.2 ГОСТ 3484.4 РД 34.46.302-00 [49] РД 34.46.303-98 [50] РД 34.0-20.363-99 (РД 153-34.0-20.363-94) [52]

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
					газов и скорости их нарастания (п. 7.2 РД 153-34.0-46.302-00). Тепловизионный контроль проводится в соответствие с РД 34.45-51.300-97 [41].	
		Гибкая оболочка расширителя трансформатора	Снижение электрической прочности маслобарьерной изоляции. При общем газосодержании более 7%, особенно при включениях-отключениях трансформаторов в зимний период при отрицательных температурах создаются условия для пересыщения масла воздухом. Пересыщающий масло газ может выделиться в виде пузырьков, ослабляющих электрическую прочность маслобарьерной изоляции.	Определение общего газосодержания в трансформаторном масле.	У трансформаторов с пленочной защитой масла в следующие сроки после ввода в эксплуатацию: – трансформаторы 110 - 220 кВ - через 10 дней и 1 мес.; – трансформаторы 330-750 кВ - через 10 дней, 1 и 3 мес. В дальнейшем масло из трансформаторов испытывается не реже 1 раз в 4 года.	ГОСТ 3484.5 РД 34.45-51.300-97 [41] СТО 70238424.27.100.053-2009 При достижении предельно-допустимого значения общего газосодержания: – проверить нарушение герметичности в системе охлаждения; – проверить нарушение герметичности гибкой оболочки расширителя трансформатора; – проверить нарушение герметичности бака.
	6.4. Вводы	Изоляция ввода.	Внутреннее или внешнее короткое замыкание. Последствия: – при внутреннем коротком замыкании - разрушение ввода и повреждение трансформатора; – при внешнем коротком замыкании - отключение трансформатора.	Измерение сопротивления изоляции ввода. Измерение угла диэлектрических потерь и емкости изоляции ввода.	110-220 кВ - 1 раз в 4 года; 330-750 кВ - 1 раз в 2 года	МЭК 60137 [54] РД 34.45-51.300-97 [41] При достижении предельно-допустимого значения сопротивления и (или) тангенса угла диэлектрических потерь и емкости ввода выполнить: – измерение поверхностного сопротивления вводов с помощью накладного электрода из станиоля; – протирку поверхности ввода с применением растворителя (спирта).
		Масляный канал герметичного ввода.	Образование углеродосодержащих частиц вследствие микроразрядов, отложение продуктов деструкции масла по поверх-	Хроматографический анализ растворенных в масле газов. Измерение оптической мутности транс-	Необходимость проведения хроматографического анализа растворенных в масле газов определяется техническим руководителем пред-	РД 34.45-51.300-97 [41] РД 34.46.302-00 [49] (РД 153.34.0-46.302-00) РД 34.46.303-98 [50]

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
			ности и прорастание по ним разряда.	форматорного масла.	приятия по совокупности результатов испытаний вводов. Необходимость анализа оптической мутности масла и периодичность контроля определяется техническим руководителем предприятия после 10 лет эксплуатации ввода.	
		Изоляция	Развитие опасного повреждения во вводе.	Контроль изоляции вводов 110-750 кВ с бумажно-масляной изоляцией конденсаторного типа под рабочим напряжением на автотрансформаторах с номинальным напряжением 330 кВ и выше и трансформаторах с номинальным напряжением 110 кВ и выше, установленных на электростанциях и узловых подстанциях.	Периодичность контроля вводов под рабочим напряжением в зависимости от величины контролируемого параметра до организации автоматизированного непрерывного контроля: 110-220 кВ: – 12 месяцев при значениях в % $0 \le \lvert \Delta tg\delta_{из} \rvert \le 0{,}5$ и (или) $0 \le \Delta\gamma/\gamma \le 0{,}5$; – 6 месяцев при значениях в % $0{,}5 < \lvert \Delta tg\delta_{из.} \rvert \le 0{,}2$ и (или) $0{,}5 < \Delta\gamma/\gamma \le 2{,}0$; 330-500 кВ: – 6 месяцев при значениях в % $0 \le \lvert \Delta tg\delta_{из} \rvert \le 0{,}5$ и (или) $0 \le \Delta\gamma/\gamma \le 0{,}5$; – 3 месяца при значениях в % $0{,}5 < \lvert \Delta tg\delta_{из} \rvert \le 1{,}5$ и (или) $0{,}5 < \Delta\gamma/\gamma \le 1{,}5$; 750 кВ: – 6 месяцев при значениях в % $0 \le \lvert \Delta tg\delta_{из} \rvert \le 0{,}5$ и (или) $0 \le \Delta\gamma/\gamma \le 0{,}5$; – 3 месяца при значениях в % $0{,}5 < \lvert \Delta tg\delta_{из} \rvert \le 1{,}0$ и (или)	РД 34.45-51.300-97 [41]

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
					$0,5 < \Delta\gamma/\gamma \leq 1,5$;	
	6.5. Трансформаторное масло	Масло	Повреждение маслобарьерной изоляции с образованием внутреннего короткого замыкания. Возможны неисправности: – нарушение герметичности трансформатора; – загрязнение масла механическими примесями, в частности, из-за истирания крыльчатки маслонасоса и др; – отработанный силикагель в термосифонных и адсорбционных фильтрах; – увлажнение масла; – дегидратация твердой изоляции (выделение воды) при практически полном исчерпании её ресурса; – глубокое окисление масла; – коллоидное старение масла; – изменение химического состава масла (окисленные продукты старения, металлы переменной валентности как продукты коррозии конструкционных материалов и др.).	Измерение пробивного напряжения, тангенса угла диэлектрических потерь, кислотного числа, температуры вспышки в закрытом тигле, влагосодержания, содержания механических примесей, растворимого шлама, антиокислительной присадки, оптической мутности трансформаторного масла.	У трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно масло испытывается в течение первого месяца эксплуатации - 3 раза в первый половине и 2 раза во второй половине месяца. В дальнейшем масло испытывается не реже 1 раза в 4 года с учетом требований разделов 25.3.1 и 25.3.2 РД 34.45-54.300-97; У трансформаторов напряжением 110-220 кВ масло испытывается после ввода в эксплуатацию через 10 дней и 1 мес; У трансформаторов напряжением 330-750 кВ масло испытывается после ввода в эксплуатацию через 10 дней, 1 мес. и 3 мес. В дальнейшем масло из трансформаторов напряжением 110 кВ и выше испытывается не реже раза в 2 г. Испытание масла из негерметичных вводов: 110-220 кВ - 1 раз в 4 года; 330-500 кВ – 1 раз в 2 года. Контроль масла герметичных вводов производится при получении неудовлетворительных результатов по следующим показателям: сопротивление изоляции, и (или) тангенс угла диэлектрических потерь и емкость изоляции, и (или) контроль	ГОСТ 17216 ГОСТ 6370 ГОСТ 5985, ГОСТ 6581, ГОСТ 3484.3 РД 34.45-51.300-97 [41] РД 34.46.302-00 [49] РД 34.46.303-98 [50] СТО 70238424.27.100.053-2009 , РД 34.43.212-00 (РД 153-34.1-43.212-00) [48]
					изоляции под рабочим напряжением. Необходимость испытаний определяется решением технического руководителя предприятия, исходя из местных условий	

Техническое устройство, оборудование	Потенциально опасный элемент (узлы оборудования)	Наиболее повреждаемые зоны	Наиболее вероятные механизмы/причины повреждения	Метод диагностирования (контроля)	Периодичность диагностирования (контроля)	Стандарты, примечание
					.Необходимость анализа оптической мутности масла и периодичность контроля определяется техническим руководителем предприятия после 10 лет эксплуатации ввода.	
7. Генераторный выключатель		7.1.Изоляция	- обгорание поверхностей под действием дуги отключения; - повреждения изоляторов (образование трещин) в результате механических воздействий при включениях и отключениях; - старение изоляции	-визуальный контроль; - проверка сопротивления изоляции меггомметром; - испытания повышенным напряжением;	При проведении среднего ремонта согласно инструкции изготовителя.	ГОСТ 687; ГОСТ 1516.3; РД 34.45-51.300-97 [41]
		7.2. Токоведущий контур	- повышение электрического сопротивления контактов со временем вследствие окисления; - ослабление контактных пружин; вследствие механических воздействий и воздействия токов КЗ;-	- измерение переходного сопротивления главного токоведущего контура; - контроль механических характеристик выключателя;	При проведении текущего и среднего ремонта; не реже одного раза в пять лет.	ГОСТ 687; ГОСТ 8024-90; РД 34.45-51.300-97 [41]
		7.3. Дугогасительные контакты	- износ контактов под действием дуги отключения	- визуальный контроль контактов; - контроль количества отключений токов КЗ и величины тока.	Визуальный контроль при проведении среднего ремонта выключателя, контроль количества отключений и величины тока КЗ – постоянно.	ГОСТ687-78.

Приложение А
(рекомендуемое)
Форма заявки на проведение работ по подтверждению соответствия

На бланке предприятия

Руководителю

_____
(наименование специализированной организации /органа по добровольной сертификации,)

_____
(Ф.И.О.)

_____
(адрес)

ЗАЯВКА

_____
(наименование и реквизиты предприятия-заявителя)

просит провести в период_____
(указываются сроки проведения)

работы по подтверждению соответствия

_____
(указываются объекты регулирования)

Контактные телефоны, факс и адрес электронной почты

_____

Приложение:
1. техническая и нормативная документация, адекватно отражающая текущее состояние сертифицируемого объекта:
– сведения об объекте (тип, дата выпуска, завод-изготовитель, заводской № и др.);
– условия эксплуатации;
– сертификат соответствия требованиям промышленной безопасности (если имеется);
– сведения о техническом обслуживании, ремонтах и диагностировании;
– акты и протоколы испытаний;
– ресурс и срок эксплуатации оборудования;
– имевшие место аварии;
2. заключение специализированной организации (если имеется);
3. проект решения о продлении срока безопасной эксплуатации (если имеется).

Оплату гарантируем:

Реквизиты:_____

Руководитель_____ _____
(должность) (Ф.И.О., подпись)

М.П.

Главный бухгалтер_____ _____
(Ф.И.О., подпись)

Исполнитель_____
(Ф.И.О., № телефона)

Приложение Б
(рекомендуемое)
Форма решения по установлению возможности и сроков дальнейшей эксплуатации

РЕШЕНИЕ

по установлению возможности и сроков дальнейшей эксплуатации

_____
(коллекторов котла, пароперепускных труб котла, паропровода_____, общестанционного коллектора, турбины, пароперепускных труб турбины)

_____г.

Главный инженер_____ _____

Начальник КТЦ_____ _____

Начальник лаборатории металлов

_____ _____

Представитель _____

рассмотрела, представленную _____следующую техническую документацию:

1. Подробная техническая характеристика оборудования.

_____
_____
_____
_____
_____

2. Подробное описание уровня технического состояния оборудования на момент обследования

_____
_____
_____
_____
_____

3. _____
4. _____
5. _____
6. _____
7. _____
8. _____
9. _____
10. _____

Перечисленная техническая документация и объём работ, проведённых при обследовании, соответствует требованиям СТО «Тепловые электрические станции. Методики оценки состояния основного оборудования»

Анализ результатов обследования, отражённых в представленной технической документации, показывает, что качество металла_____

Удовлетворяет требованиям технических условий, инструкций, циркуляров и других директивных документов.

На основании вышеизложенного решено:

1. Коллекторы котла_____ст. №_____**считать пригодным к дальнейшей эксплуатации** на _____часов на расчётных параметрах пара с суммарной наработкой _____ _____часов.

2. Пароперепускные трубы котла_____ст. №_____**считать пригодным к дальнейшей эксплуатации** на _____часов на расчётных параметрах пара с суммарной наработкой_____ _____часов.

3. Паропровод_____**считать пригодным к дальнейшей эксплуатации** на_____часов с параметрами пара **Р =** _____кгс/см^2, **Т =** _____°С с суммарной наработкой_____календарных часов (_____эквивалентных часов).

4. Разрешить дальнейшую эксплуатацию турбины_____ ст. №_____с параметрами пара на входе: **Р =** _____кгс/см^2, **Т =** _____°С на_____ часов с суммарной наработкой_____календарных часов (_____эквивалентных часов).

5. Пароперепускные трубы турбины_____ **считать пригодными к дальнейшей эксплуатации** на_____часов с параметрами пара **Р =** ___ _____кгс/см^2, **Т =** _____°С с суммарной наработкой_____календарных часов (_____эквивалентных часов).

_____

_____

_____

_____

_____

_____

Приложение В
(справочное)
Прогноз последствий отказов/аварий элементов основного оборудования ТЭС

Таблица В.1

Наименование основного оборудования	Оценка последствий отказа/аварии		
	Элемент оборудования – источник опасности	Вероятный отказ/авария	Оценка возможных последствий в предположении наихудшего развития опасной ситуации (дорогостоящий ремонт, замена, простой оборудования)
Котел	Выходные и промежуточные коллекторы	Разрушение вследствие термической (или коррозионной) усталости или (и) ползучести.	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС, замена разрушенного коллектора. Полный контроль всех коллекторов данного типа.
	Перепускные паропроводы	Разрушение гибов (колен) или других элементов вследствие ползучести или коррозионной усталости.	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС, замена всех элементов аналогичного типоразмера и назначения. Полный контроль труб данного перепуска.
	Барабаны	Разрушение при гидроиспытаниях или при работе на переменных режимах.	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС, замена котлоагрегата.
	Экранные поверхности	Разрушение элементов поверхности нагрева вследствие исчерпания ресурса.	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Ремонт и полная диагностика данной поверхности нагрева; вероятна полная замена данного элемента.
Главные трубопроводы	Гнутые элементы	Разрушение вследствие ползучести (паропроводы) или коррозионной усталости	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. замена всех элементов данного сортамента. диагностика трубопровода.
	Сварные соединения	Разрушение вследствие исчерпания ресурса или наличия сварочных дефектов или непроектных нагрузок.	Ремонт всех сварных соединений. Диагностика трубопровода с поверочным расчетом на самокомпенсацию
	Прямые трубы	Разрушение вследствие ползучести или (и) наличия технологических дефектов.	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Замена или полная диагностика трубопровода.
	Арматура	Разрушение корпуса вследствие образования трещин ползучести и термоусталости или нарушение плотности фланцевого разъёма.	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Замена арматуры данного сортамента.

Наименование основного оборудования	Оценка последствий отказа/аварии		
	Элемент оборудования – источник опасности	Вероятный отказ/авария	Оценка возможных последствий в предположении наихудшего развития опасной ситуации (дорогостоящий ремонт, замена, простой оборудования)
	Опорно-подвесная система (ОПС)	Разрушение элементов ОПС вследствие ошибок при монтаже	Замена разрушенных элементов. Переналадка ОПС и поверочный расчет на прочность и самокомпенсацию.
Паровая турбина	Цельнокованые роторы высокого и среднего давления	Разрушение ротора из-за развития продольных дефектов в центре поковки	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС, населению, соседним строениям. Замена турбины и турбогенератора, ремонт здания
		Разрушение ротора из-за поперечных трещин, образовавшихся в результате исчерпания циклического ресурса, расцентровок валопровода, подкалки шеек	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Замена турбины и турбогенератора, ремонт здания
		Разрушение ободов из-за исчерпания ресурса, задеваний	Замена проточной части цилиндра
	Валы роторов низкого давления	Разрушение ротора из-за поперечных трещин	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС, населению, соседним строениям. Замена турбины и турбогенератора, ремонт здания
	Насадные диски роторов среднего и низкого давления	Разрушение дисков из-за коррозионного растрескивания, задеваний, дефектов металла	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Замена турбины, ремонт здания
	Рабочие лопатки последних ступеней	Обрыв в прикорневом сечении	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Пожар в машинном зале. Замена проточной части и корпуса цилиндра, ремонт здания, конденсатора
	Подшипники	Разрушение баббита и вкладыша	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Пожар в машинном зале. Замена турбины и турбогенератора, ремонт здания
	Стопорные и регулирующие клапаны	1. Разрушение корпуса вследствие образования трещин ползучести и термоусталости или нарушение плотности фланцевого разъёма; 2. Заедание или обрыв штока	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Замена поврежденного элемента
	Перепускные паропроводы	Разрушение, пропаривание	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Замена поврежденного элемента

Наименование основного оборудования	Оценка последствий отказа/аварии		
	Элемент оборудования – источник опасности	Вероятный отказ/авария	Оценка возможных последствий в предположении наихудшего развития опасной ситуации (дорогостоящий ремонт, замена, простой оборудования)
	Система смазки	Разрушение баббита и вкладышей подшипников	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Пожар в машинном зале. Замена турбины и турбогенератора, ремонт здания
	Система обеспечения относительных перемещений элементов статора и роторов	Разрушение элементов ротора и статора проточной части турбины из-за задевания, коробление цилиндров	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС, населению, соседним строениям. Замена турбины, ремонт здания
	Фланцевые разъёмы корпусных деталей	Нарушение плотности корпуса вследствие образования трещин ползучести и термоусталости в шпилечных гнёздах или ускоренной релаксации напряжений в шпильках;	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС, населению, соседним строениям. Замена турбины, ремонт здания.
Газовая турбина	Ротор турбины	Разрушение из-за исчерпания ресурса, дефектов металла, качества эксплуатации	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Замена турбины, ремонт здания
	Ротор компрессора	Разрушение из-за дефектов металла, качества эксплуатации	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Замена компрессора, ремонт здания
	Рабочие лопатки первых двух ступеней турбины	Разрушение из-за исчерпания ресурса, дефектов металла, качества эксплуатации	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Замена проточной части турбины
	Направляющие лопатки первых двух ступеней турбины	Разрушение из-за исчерпания ресурса, дефектов металла, качества эксплуатации	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Замена проточной части турбины
	подшипники	Разрушение баббита и вкладыша	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Пожар в машинном зале. Замена турбины, ремонт здания
	система смазки	Разрушение баббита и вкладышей подшипников	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Пожар в машинном зале. Замена турбины, ремонт здания
	Фланцевые разъёмы корпусных деталей	Возникновение задевания из – за обрывов стяжных болтов, коробления и образования трещин на поверхности фланцевого разъёма	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Пожар в машинном зале. Замена турбогенератора.

Наименование основного оборудования	Оценка последствий отказа/аварии		
	Элемент оборудования – источник опасности	Вероятный отказ/авария	Оценка возможных последствий в предположении наихудшего развития опасной ситуации (дорогостоящий ремонт, замена, простой оборудования)
Турбогенератор	Сердечник статора	Разрушение из-за деградации крайних пакетов, оплавления активной стали, элементов крепления	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Пожар в машинном зале. Замена турбогенератора.
	Обмотка статора	Разрушение из-за исчерпания ресурса, повреждения изоляции, качества эксплуатации	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Пожар в машинном зале. Замена турбогенератора.
	Ротор	Разрушение из-за дефектов металла, качества эксплуатации	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Пожар в машинном зале. Замена генератора, турбины, ремонт здания.
	Обмотка ротора	Разрушение из-за исчерпания ресурса, повреждения изоляции, качества эксплуатации	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Замена турбогенератора.
	Бандажные узлы ротора	Разрушение из-за дефектов металла, качества эксплуатации	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Пожар в машинном зале. Замена генератора, турбины, ремонт здания.
	Подшипники	Разрушение баббита и вкладышей	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Пожар в машинном зале. Замена турбины и турбогенератора, ремонт здания
Трансформатор	Обмотка	Деформация или смещение обмоток, витковое замыкание, пожар	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Замена трансформатора.
	Магнитопровод	Образование короткозамкнутых контуров и «пожар» в железе	Замена трансформатора
	Система охлаждения	Перегрев активной части трансформатора	Повреждение трансформатора, ремонт
	Вводы	Разрушение ввода. повреждение трансформатора, пожар	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Замена трансформатора.
	Трансформаторное масло	Повреждение маслобарьерной изоляции, пожар	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Замена трансформатора.

Наименование основного оборудования	Оценка последствий отказа/аварии		
	Элемент оборудования – источник опасности	Вероятный отказ/авария	Оценка возможных последствий в предположении наихудшего развития опасной ситуации (дорогостоящий ремонт, замена, простой оборудования)
Генераторные выключатели	Изоляция	- обгорание поверхностей под действием дуги отключения; - повреждения изоляторов (образование трещин) в результате механических воздействий при включениях и отключениях; - старение изоляции	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Замена выключателя.
	Токоведущий контур	- повышение электрического сопротивления контактов со временем вследствие окисления; - ослабление контактных пружин; вследствие механических воздействий и воздействия токов КЗ;-	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Замена выключателя.
	Дугогасительные контакты	- износ контактов под действием дуги отключения	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Замена выключателя.

Библиография

[1] ТУ 108.1029-81 Заготовки валов и роторов паровых турбин.

[2] ОСТ 34.70.690-96. Металл паросилового оборудования электростанций. Методы металлографического анализа в условиях электростанций.

[3] ОСТ 108.961.02-79 Отливки из углеродистых сталей для деталей паровых стационарных турбин с гарантированными характеристиками прочности при высоких температурах. Технические условия.

[4] ОСТ 108.961.03-79 Отливки из углеродистых сталей для фасонных элементов паровых котлов и паропроводов с гарантированными характеристиками прочности при высоких температурах. Технические условия.

[5] ОСТ 108.020.03-82 Заготовки лопаток турбин и компрессоров штампованные из коррозионно-стойкой и жаропрочной стали. Общие технические условия.

[6] РД 03-485-02 Положение о порядке выдачи разрешений на применение технических устройств на опасных производственных объектах. Утверждено постановлением Госгортехнадзором России от 14.06.2002, № 25.

[7] РД-03-10-2004 Инструкция по организации выдачи в центральном аппарате Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору разрешений на применение конкретных видов (типов) технических устройств на опасных производственных объектах. Утверждена приказом Ростехнадзора от 04.10.2004 г., №111.

[8] РД 03-496-02 Методические рекомендации по оценке ущерба от аварий на опасных производственных объектах.

[9] РД 09-102-95 Методические указания по определению остаточного ресурса потенциально опасных объектов, поднадзорных Госгортехнадзору России.

[10] ПБ 10-573-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

[11] ПБ 10-574-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов.

[12] СО 34.20.501-03 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. Приказ Минэнерго России № 229 от 19.06.2003.

[13] РД 10-577-03 Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций.

[14] РД 03-606-03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю

[15] РД 10-249-98 Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды.

[16] РД 34.17.436-92 Методические указания. Индивидуальный контроль корпусных деталей паровых турбин тепловых электростанций.

[17] РД 34.17.417-85 (П 34-70-005-85) Положение об оценке ресурса, порядке контроля и замены гибов необогреваемых труб котлов с рабочим давлением 10 и 14МПа.

[18] СО 153-34.17.464-2003 (РД 153-34.0-17.464-00) Инструкция по продлению срока службы трубопроводов II, III и IV категорий.

[19] СО 153-34.17.470-2003 Инструкция о порядке обследования и продления срока службы паропроводов сверх паркового ресурса.

[20] СО 153-34.17.442-2003 (РД 34.17.442-96) Инструкция по порядку продления срока службы барабанов котлов высокого давления.

[21] И№ 23СД-80 Инструкция по дефектоскопии гибов трубопроводов из перлитной стали.

[22] РТМ 108.038.101-77 Трубопроводы стационарных паровых и водогрейных котлов. Расчёт на самокомпенсацию.

[23] РД 153-34.1-39.401-00 Методические указания по наладке трубопроводов тепловых электростанций, находящихся в эксплуатации. СПО ОРГРЭС, 2001.

[24] РД 34.17.450-98 Методические указания по ультразвуковому контролю обода диска без разлопачивания в районе верхних концентраторов Т-образного паза.

[25] РД 153-34.1-17.454-98 Методические указания по контролю тепловых канавок и галтельных переходов роторов паровых турбин ТЭС вихретоковым дефектоскопом «ЗОНД ВД-96».

[26] РД 34.30.506-90 Методические указания по нормализации тепловых расширений цилиндров паровых турбин ТЭС.

[27] РД 34.30.601-84 Методические указания по определению расцентровок подшипников валопроводов турбоагрегатов ТЭС.

[28] РД 34.30.507-92 Методические указания по предотвращению коррозионных повреждений дисков и лопаточного аппарата паровых турбин в зоне фазового перехода.

[29] РД 34.30.604-00 (РД 153-34.1-30.604-00) Методические указания по балансировке многоопорных валопроводов турбоагрегатов на электростанциях.

[30] РД 153-34.1-17.462-00 Методические указания о порядке оценки работоспособности рабочих лопаток паровых турбин в процессе изготовления, эксплуатации и ремонта.

[31] РД 34.17.449-97 Методика вихретокового контроля лопаток паровых турбин тепловых электростанций дефектоскопом «ЗОНД ВД-96».

[32] РД 153-34.1-17.466-00 Методические указания по выявлению структурной неоднородности в металле лопаток последних ступеней ЧНД паровых турбин из стали ЭИ961-Ш в зоне припайки стеллитовых пластин.

[33] РД 153-34.1-17.458-98 Методика определения возможности эксплуатации с трещинами и выборками литых корпусных деталей турбин с давлением пара более 9 МПа.

[34] РД 34.50.508-93 Типовая инструкция по эксплуатации маслосистем турбоустановок мощностью 100-800 МВт, работающих на минеральном масле.

[35] РД 153-34.43.104-88 Методические указания по вводу присадок в турбинное масло Тп-22С и Тп-30.

[36] РД 34.43.106-2001 Инструкция по приёмке, хранению и эксплуатации огнестойких турбинных масел.

[37] РД 34.43.204-2001 Масла турбинные нефтяные и огнестойкие. Метод количественного определения антикоррозионных свойств.

[38] РД 34.43.210-00 Масла турбинные нефтяные и огнестойкие. Метод определения объёмного воздухосодержания масла.

[39] РД 34.43.211-00 Масла турбинные нефтяные и огнестойкие. Метод определения деаэрирующих свойств.

[40] Методические указания по оценке технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы. Утвержден Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» 31.03.2008

[41] РД 34.45-51.300-97 Объем и нормы испытаний электрооборудования.

[42] РД 34.45.309-92 Методические указания по проведению испытаний генераторов на нагревание.

[43] ТИ34-70-004-82 Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях.

[44] МУ 34-70-103-85 Методические указания по проведению вибрационных испытаний турбо- и гидрогенераторов.

[45] РД 03-484-02 Положение о порядке продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах. Утверждено постановлением Госгортехнадзора России от 09.07.02 № 43, зарегистрировано Минюстом России 05.08.02. г. №3665.

[46] РД 34.51.304-94 Методические указания по применению в энергосистемах тонкослойной хроматографии для оценки остаточного ресурса твердой изоляции по наличию фурановых соединений в масле.

[47] Ц-02-88(Э) от 28.12.87 “Об измерениях сопротивления КЗ трансформаторов”.

[48] РД 34.43.212-00 (РД 153-34.1-43.212-00) Масла турбинные огнестойкие и минеральные. Метод определения температуры самовоспламенения.

[49] РД 34.46.302-00 Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле.

[50] РД 34.46.303-98 Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов.

[51] РД 153-34.46.502 (РД 34.46.502) Инструкция по определению характера внутренних повреждений трансформаторов по анализу газов из газового реле.

[52] РД 34.0-20.363-99 (РД 153-34.0-20.363-99) Методика инфракрасного контроля электрооборудования и ВЛ.

[53] DIN EN 45002-1990 Лаборатории испытательные. Общие критерии оценки.

[54] МЭК 60137 (2003) Вводы изолированные для переменных напряжений свыше 1000 В.

[55] ЭЦ №Ц-10-85(э). Ревизия магнитных фильтров – каждый капитальный ремонт.

gost.e-ecolog.ru