Приложение к приказу ОАО
РАО «ЕЭС России» от 28.03.2007
№ 200

РОССИЙСКОЕ ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ «ЕЭС РОССИИ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ» **СТО**

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ
Методики оценки состояния основного оборудования

Российское открытое акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России»

ПРИКАЗ
28.03.2007 № 200

Об утверждении и вводе в действие стандарта организации ОАО РАО «ЕЭС России» «Тепловые электрические станции. Методики оценки состояния основного оборудования»

В соответствии с решением Правления ОАО РАО «ЕЭС России» (протокол заседания от 22.11.2004 № 1106пр/2), ОАО «ВТИ» разработан стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» «Тепловые электрические станции. Методики оценки состояния основного оборудования» при участии Департамента технического аудита и генеральной инспекции ОАО «РАО ЕЭС России»; ОАО «ВНИИЭ» и ОАО «НПО ЦКТИ». Проект стандарта прошел процедуры, предусмотренные «Положением о порядке разработки, рассмотрения и утверждения технических стандартов организации корпоративного уровня в ОАО РАО «ЕЭС России». Центральная комиссия ОАО РАО «ЕЭС России» по техническому регулированию приняла решение об утверждении стандарта (протокол от 14.09.2006 № 6).

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» «Тепловые электрические станции. Методики оценки состояния основного оборудования» (далее — Стандарт) согласно приложению.

2. Ввести Стандарт в действие с 1 июня 2007 года.

3. Управляющему директору Бизнес-единицы № 1 (Чикунову А.В.), Управляющему директору Бизнес-единицы № 2 (Аветисяну В.Е.) Департаменту корпоративного управления и взаимодействия с акционерами КЦ (Габову А.В.), обеспечить рассмотрение Советами директоров подведомственных ДЗО, имеющих тепловые электрические станции, вопроса о присоединении к Стандарту.

Установить, что решение Совета директоров ДЗО по вопросу «О присоединении к Стандарту» должно содержать указание на присоединение ДЗО к Стандарту и положение о том, что Стандарт является локальным нормативным актом ДЗО.

4. Руководителям Бизнес-единицы № 1, Бизнес-единицы № 2:

4.1. Обеспечить до 1 сентября 2007 г. внесение изменений в действующую нормативно-техническую документацию с учетом требований указанного Стандарта.

4.2. Организовать изучение Стандарта и проведение инструктажей персонала тепловых электростанций в срок до 1 сентября 2007 г.

5. Дирекции организации, методологии конкурсных закупок и стандартизации обеспечить регистрацию и учет Стандарта.

6. Департаменту информационных технологий, Дирекции организации, методологии конкурсных закупок и стандартизации обеспечить размещение на интернет-портале по техническому регулированию ОАО РАО «ЕЭС России» уведомления об утверждении и вводе в действие Стандарта в соответствии с действующим порядком.

7. Службе технического контроллинга обеспечить контроль за действием Стандарта на энергопредприятиях Холдинга в соответствии с указанными в приказе сроками.

8. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на члена Правления, Технического директора ОАО РАО «ЕЭС России» Вайнзихера Б.Ф.

Исполняющий обязанности
Председателя Правления Я.М. Уринсон

Цагарели Ю.А. 710-5729

Приложение к приказу
ОАО РАО «ЕЭС России»
от 28.03.2007 № 200

РОССИЙСКОЕ ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ
«ЕЭС РОССИИ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ»

ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ
МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

УДК 17330282
ОКС 27.01

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 Открытым акционерным обществом «Всероссийский теплотехнический институт» (ОАО «ВТИ»)

УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 28.03.2007 № 200

ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

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 (далее СТО) устанавливает 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 СТО 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 МЕС 60076-2, МЕС 6-76-3 и МЕС 60076-5;

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

В настоящем СТО:

- устанавливаются принципы организации работ по техническому диагностированию оборудования тепловых электрических станций;
- дана классификация видов технического состояния оборудования;
- перечислены технические устройства, их элементы и критические зоны, представляющие опасность для персонала станции, населения и окружающей среды;
- устанавливаются основные методические подходы к проведению технического диагностирования оборудования;
- приведены нормы контроля и технического диагностирования критических элементов оборудования;
- указан порядок установления норм безопасности на основе анализа риска эксплуатации оборудования;
- установлен перечень стандартов, используемых для соблюдения требований настоящего стандарта организации.

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.

1. Область применения

1.1. Настоящий стандарт организации:

- устанавливает 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 организации распространяется на основное оборудование тепловых электрических станций; устанавливая методы и нормы оценки технического состояния ответственных за безопасность элементов следующего оборудования:

- котла;
- главных трубопроводов;
- паровой турбины;
- газовой турбины;
- турбогенератора;
- генераторного выключателя;
- блочного трансформатора.

1.3. Настоящий СТО устанавливает порядок и правила оценки технического состояния оборудования тепловых электрических станций при периодических осмотрах и обследованиях выведенного из работы оборудования.

1.4. Требования настоящего СТО являются минимально необходимыми для обеспечения безопасности эксплуатируемого оборудования, названного в п.1.2, если оно используется по прямому назначению в соответствии с эксплуатационными инструкциями, не противоречащими конструкторской (заводской) документации, на протяжении срока, установленного 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 каждая генерирующая компания может в установленном порядке разработать, утвердить и применять собственный стандарт организации (далее СТО ТЭС), учитывающий особенности конкретного оборудования и не противоречащий требованиям действующих «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» (утверждены Минэнерго РФ приказом от 19.06.2003 № 229 и зарегистрированы Минюстом РФ от 20 июня 2003 г. № 4799), настоящего стандарта, конструкторской (заводской) документации.

2. Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие нормативные документы:

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

2.2. Федеральный закон «О техническом регулировании» от 27.12.2002 г., № 184-ФЗ.

2.3. Международный стандарт ИСО МЭК РУК.2–86. Общие термины и определения в области стандартизации и смежных видов деятельности (Руководство).

2.4. Стандарт МЭК 60137 (2003). Вводы изолированные для переменных напряжений свыше 1000 В.

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

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

2.7. ГОСТ 51898-2002 Аспекты безопасности. Правила включения в стандарты.

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

2.9. ГОСТ 20911-89 Техническая диагностика. Термины и определения.

2.10. ГОСТ 1497-84. Металлы. Методы испытания на растяжение.

2.11. ГОСТ12503-75. Сталь. Методы ультразвукового контроля. Общие требования.

2.12. ГОСТ 14782-86 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые».

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

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

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

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

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

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

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

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

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

2.22. ГОСТ 28269-89 Котлы паровые стационарные большой мощности. Общие технические требования.

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

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

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

2.26. ГОСТ 3484.1-88. Трансформаторы силовые. Методы электромагнитных испытаний.

2.27. ГОСТ 3484.2-88. Трансформаторы силовые. Испытания на нагрев.

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

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

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

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

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

2.33. ГОСТ 22756-77. Трансформаторы (силовые и напряжения) и реакторы. Методы испытаний электрической прочности изоляции.

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

2.35. ГОСТ 6581-75. Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний.

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

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

2.38. ГОСТ 17216-71. Промышленная чистота. Класс чистоты жидкостей.

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

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

2.41. Правила применения технических устройств на опасных производственных объектах, утверждены постановлением Правительства РФ от 25.12.98. № 1540.

2.42. ТУ 108.1029-81 Заготовки валов и роторов паровых турбин.

2.43. ОСТ 34.70.690-96. Металл паросилового оборудования электростанций. Методы металлографического анализа в условиях электростанций.

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

2.45. 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.

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

2.47. Правила устройства электроустановок ПУЭ. 7-е издание (1999, 2002, 2003 г.).

2.48. РД 03-85-95 Правила сертификации поднадзорной продукции для потенциально опасных промышленных производств, объектов и работ. Утверждены постановлением Госгортехнадзором России от 02.02.95, № 5.

2.49. 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.

2.50. 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.

2.51. РД 03-418-01 Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов.

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

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

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

2.55. ПБ 10-574-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов.

2.56. ПБ 03-246-98. Правила проведения экспертизы промышленной безопасности. Утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 06.11.1998 № 64, зарегистрированы Минюстом России 08.12.98. г. №1656.

2.57. РД 153-34.0-03.125-2002 Положение о производственном контроле за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах РАО «ЕЭС России». Утверждены ОАО РАО «ЕЭС России» 08.04.2002 г., согласованы Госгортехнадзором 14.02.2002 г.

2.58. ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 10.06.03 № 80, зарегистрированы Минюстом России 19.06.03 г. № 4738.

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

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

2.61. РД 03-606-03 Инструкция по визуальному и измерительному контролю

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

2.63. РД 34.17-302-97 Котлы паровые и водогрейные, трубопроводы пара и горячей воды. Сосуды. Сварные соединения. Контроль качества. Ультразвуковой контроль. Основные положения. (ОП 501 ЦД-97).

2.64. РД 153-34.1-003-01 Сварка, термообработка и контроль трубных систем котлов и трубопроводов при монтаже и ремонте оборудования электростанций (РТМ-1с).

2.65. РД 34.17.306 Методические указания по ультразвуковой дефектоскопии угловых сварных соединений штуцеров с донышками коллекторов паровых котлов тепловых электростанций.

2.66. РД 34.17.436-92 Методические указания. Индивидуальный контроль корпусных деталей паровых турбин тепловых электростанций

2.67. 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 14 МПа.

2.68. РД 153-34.39.503-89 (РД 34.39.503-89) Типовая инструкция по эксплуатации трубопроводов тепловых электростанций.

2.69. СО 153-34.26.608-2003 г. (РД 34.26.608) Инструкция по обследованию и технологии ремонта барабанов котлов высокого давления.

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

2.71. СО 153-34.17.470-2003 г. Инструкция о порядке обследования и продления срока службы паропроводов сверх паркового ресурса.

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

2.73. РТМ 108.031.112-80 Котлы стационарные паровые и водогрейные и трубопроводы пара и горячей воды. Метод оценки долговечности колен трубопроводов.

2.74. И№ 23СД-80 Инструкция по дефектоскопии гибов трубопроводов из перлитной стали.

2.75. РТМ 24.038.08-72 Расчет трубопроводов энергетических установок на прочность.

2.76. РТМ 108.038.101-77 Трубопроводы стационарных паровых и водогрейных котлов. Расчет на самокомпенсацию.

2.77. РТМ 17.017-97 Методические указания по обнаружению трещин акустическим методом в сварных соединениях разнотолщинных трубных систем с литыми элементами.

2.78. РД 153-34.1-39.401-00 (РД 153-34.1-39.401-00) Методические указания по наладке трубопроводов тепловых электростанций, находящихся в эксплуатации. СПО ОРГРЭС, 2001.

2.79. СО 153-34.17.440-2003 (РД 34.17.440-96) Методические указания о порядке проведения работ при оценке индивидуального ресурса паровых турбин и продлении срока их эксплуатации сверх паркового ресурса.

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

2.81. 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».

2.82. РД 153-34.1-17.457-99 Методические указания по проведению акустико-эмиссионного контроля цельнокованых роторов паровых турбин ТЭС.

2.83. РД 34.30.506-90 Методические указания по нормализации тепловых расширений цилиндров паровых турбин ТЭС.

2.84. РД 34.30.601-84 Методические указания по определению расцентровок подшипников валопроводов турбоагрегатов ТЭС.

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

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

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

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

2.89. 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.

2.90. СО 153-34.17.448-03 Инструкция по контролю и продлению срока службы металла основных элементов турбин и компрессоров энергетических газотурбинных установок.

2.91. 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.

2.92. РД 34.37.306-2001 Методические указания по контролю состояния основного оборудования тепловых электростанций, определение количества и химического состава отложений.

2.93. РД 153-34.39.301-87 (РД 34.39.301-87) Методические указания по контролю за тепловыми перемещениями паропроводов тепловых электростанций.

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

2.95. РД 34.43.102-96 Инструкция по эксплуатации нефтяных турбинных масел.

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

2.97. РД 34.43.106-2001 Инструкция по приемке, хранению и эксплуатации огнестойких турбинных масел.

2.98. РД 34.43.204-2001 Масла турбинные нефтяные и огнестойкие. Метод количественного определения антикоррозионных свойств.

2.99. РД 34.43.209-97 Экспресс-метод определения антиокислительной присадки в свежих и эксплуатационных маслах.

2.100. РД 34.43.210-00 Масла турбинные нефтяные и огнестойкие. Метод определения объемного воздухосодержания масла.

2.101. РД 34.43.211-00 Масла турбинные нефтяные и огнестойкие. Метод определения деаэрирующих

свойств.

2.102. СТО Оценка технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы (проект).

2.103. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования.

2.104. РД 34.45.309-92. Методические указания по проведению испытаний генераторов на нагревание.

2.105. РД 34.45.608-91. Типовое положение по определению необходимости полных перемоток статоров турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов.

2.106. РД 153-34.1-20.202-2003. Типовое положение о порядке оформления документации по выводу из эксплуатации изношенного генерирующего оборудования электрических станций, входящих в ЕЭС России.

2.107. ТИ 34-70-004-82. Типовая инструкция по эксплуатации генераторов на электростанциях.

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

2.109. 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.

2.110. СО 153-34.17.469-2003 Методические указания о техническом диагностировании котлов с рабочим давлением до 4,0 МПа. М. 1995.

2.111. РД 34.17.452-98. Методические указания о порядке проведения работ при оценке остаточного ресурса пароперегревателей котлов электростанций.

2.112. СО 153-34.1-17.455-2003 Инструкция по продлению срока службы паропроводов из центробежнолитых труб на тепловых электрических станциях.

2.113. РД 34.43.107-95. Методические указания по определению содержания воды и воздуха в трансформаторном масле.

2.114. 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.

2.115. РД 34.43.206-94 Методика количественного химического анализа. Определение содержания производных фурана в электроизоляционных маслах методом жидкостной хроматографии.

2.116. Циркуляр Ц-02-88(Э) от 28.12.87 “Об измерениях сопротивления КЗ трансформаторов”.

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

2.118. РД 153-34.43-202 (РД 34.43-202) Масла трансформаторные. Методика определения содержания механических примесей.

2.119. РТМ 34-70-653-83. Методика определения содержания механических примесей

2.120. РД 34.43.208-95. Методика количественного химического анализа. Определение содержания присадки в энергетических маслах методом высокоэффективной жидкостной хроматографии.

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

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

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

2.124. РД 34.0-20.363-99 (РД 153-34.0-20.363-99). Методика инфракрасного контроля электрооборудования и ВЛ.

2.125. Противоаварийный циркуляр Ц-11-87(Э) «О снижении числа опасных воздействий токов короткого замыкания на обмотки автотрансформаторов 330-500».

3. Термины, определения, обозначения и сокращения

В настоящем стандарте организации применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1. авария: Разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте; неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ (№ 116-ФЗ).

3.2. аккредитация: Официальное признание органом по аккредитации компетентности физического или юридического лица выполнять работы в определенной области оценки соответствия (№ 184-ФЗ);

3.3. аккредитация лаборатории: Официальное признание того, что испытательная лаборатория правомочна осуществлять конкретные испытания или конкретные типы испытаний (EN 45002).

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);

3.4. безопасность: Отсутствие недопустимого риска (ГОСТ 51898 – 2002);

3.5. индивидуальный ресурс: Назначенный ресурс конкретного объекта, определенный с учетом фактических свойств металла и условий его эксплуатации (РД 34.17.440-96).

3.6. инцидент: Отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от режима технологического процесса, нарушение положений Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов", других федеральных законов и иных нормативных правовых актов Российской Федерации, а также нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте (если они не содержат признаков аварии, РД 153-34.0-20.801-2000).

3.7. испытательная лаборатория (центр): Лаборатория (центр), которая проводит испытания или отдельные виды испытаний определенной продукции (РД 03-85-95).

3.8. контроль технического состояния: Проверка соответствия значений параметров объекта требованиям технической документации и определение на этой основе одного из заданных видов технического состояния в данный момент времени (ГОСТ 20911-89).

Примечание – видами технического состояния являются, например, исправное, работоспособное, неисправное, неработоспособное и т.п. в зависимости от значений параметров в данный момент времени (РД 10-577-03).

3.9. коэффициент готовности, $K_г$: Вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых применение объекта по назначению не предусматривается (ГОСТ 27.002 – 89).

$$K_г = \frac{\sum_i T_i}{\sum_i T_i + \sum_i T_{вi}} \cdot 100\%,$$

где T_i – наработка объекта на отказ;

$T_{вi}$ – время восстановления объекта после i-го отказа.

3.10. коэффициент неплановых простоев: Отношение суммы продолжительности простоя объекта в вынужденном (аварийном) ремонте и простоя, зависимого от других объектов, к календарной продолжительности отчетного года.*

$$K_{нп} = \frac{\sum_i T_{вi} + \sum_m T_{зm}}{T_к} \cdot 100\%,$$

где $T_{зm}$ - время простоя объекта, вызванного m-м отказом другого объекта;

$T_к$ - календарная продолжительность отчетного года.

3.11. менеджмент риска: Скоординированные действия по руководству и управлению организацией в отношении рисков (ГОСТ Р 51901.1 – 2002).

3.12. надежность: свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования (ГОСТ 27.002-89).

3.13. назначенный ресурс: Суммарная наработка, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния (ГОСТ 27.002-89).

3.14. назначенный срок службы: Календарная продолжительность эксплуатации объекта, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния. Назначенный срок службы должен исчисляться со дня ввода объекта в эксплуатацию.

Примечание – при достижении объектом назначенного ресурса (срока службы) объект должен быть изъят из эксплуатации и должно быть принято решение, предусмотренное соответствующей нормативно-технической документацией – направление в ремонт, списание, уничтожение, проверка и установление нового назначенного срока и т.д. (ГОСТ 27.002-89).

3.15. остаточный ресурс: Суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние. (ГОСТ 27.002-89).

3.16. опасность: Источник потенциального вреда или ситуация с потенциальной возможностью нанесения вреда (ГОСТ Р 51901 – 2002).

3.17. отказ: Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта (ГОСТ 27.002-89).

3.18. подтверждение соответствия

- подтверждение соответствия: Документальное удостоверение соответствия продукции или иных объектов, процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнения работ или оказания услуг требованиям технических регламентов, положениям стандартов или условиям договоров (№ 184-ФЗ);

- сертификат соответствия: документ, удостоверяющий соответствие объекта требованиям технических регламентов, положениям стандартов или условиям договоров (№ 184-ФЗ).

3.19. параметр потока отказов: Отношение математического ожидания числа отказов восстанавливаемого объекта за достаточно малую его наработку к значению этой наработки (ГОСТ 27.002 – 89).

3.20. парковый ресурс: Наработка однотипных по конструкции, маркам стали и условиям эксплуатации элементов теплоэнергетического оборудования, в пределах которой обеспечивается их безаварийная работа при соблюдении требований действующей нормативной документации (РД 10-577-03).

3.21. предельное состояние оборудования: Состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно (ГОСТ 27.002 – 89).

3.22. производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте (производственный контроль): Комплекс мероприятий, направленных на обеспечение безопасного функционирования опасных производственных объектов, а также на предупреждение аварий на этих объектах и обеспечение готовности к локализации и ликвидации их последствий (РД 153-34.0-03.125-2002).

3.23. ремонт: Комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделий и восстановлению ресурсов изделий или их составных частей (ГОСТ 18322-78 переиздание 1991).

3.24. риск: Сочетание вероятности нанесения ущерба и тяжести этого ущерба (ГОСТ 51898 - 2002).

- анализ риска: Систематическое использование информации для определения источников и количественной оценки риска (ГОСТ Р 51901 – 2002);

- оценка риска: Общий процесс анализа риска и оценивания риска (ГОСТ Р 51901 – 2002).

3.25. специализированная организация: Организация, располагающая подготовленными установленным порядком квалифицированными кадрами, зарекомендовавшими себя как авторитетные специалисты в данной области знаний, необходимым испытательным оборудованием, программами расчета на прочность и долговечность, методической и нормативно-технической документацией и, при необходимости, полномочиями (лицензиями федеральных органов исполнительной власти) для выполнения одной или нескольких специализированных работ, направленных на обеспечение промышленной безопасности тепловых электрических станций, аккредитованная в системе добровольной сертификации в электроэнергетике на выполнение соответствующих специализированных работ (услуг). Это могут быть: техническое диагностирование оборудования (технических устройств), работы по оценке риска эксплуатации оборудования (технических устройств), работы по продлению срока безопасной эксплуатации оборудования (технических устройств), разработка методической и нормативной документации в перечисленных областях.*

3.26. срок безопасной эксплуатации: Срок эксплуатации оборудования, в пределах которого будут выполняться требования промышленной безопасности (ФЗ -№116).

3.27. техническое диагностирование: Определение технического состояния объекта (ГОСТ 20911-89). Задачи технического диагностирования – контроль технического состояния, поиск места и определение причин отказа (неисправности), прогнозирование технического состояния.

3.28. техническое освидетельствование: Проведение работ по проверке соответствия параметров объекта требованиям технической и нормативной документации.*

3.29. 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).

3.30. ущерб: Нанесение физического повреждения или другого вреда здоровью людей, или вреда имуществу или окружающей среде (ГОСТ 51898 – 2002).

3.31. экспертная организация: Организация, имеющая лицензию Ростехнадзора (Госгортехнадзора) на проведение экспертизы промышленной безопасности в соответствии с действующим законодательством (ПБ 03-246).

Примечание – термины, отмеченные знаком «*», вводятся настоящим стандартом

В настоящем стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

3.32. Ростехнадзор: Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору.

3.33. ТЭС: Тепловая электрическая станция.

3.34. И: Инструкция.

3.35. НТД: Нормативно-технический документ.

3.36. МР: Методические рекомендации.

3.37. МУ: Методические указания.

3.38. ПБ: Правила безопасности.

3.39. РД: Руководящий документ.

3.40. РТМ: Руководящий технический материал.

3.41. СРМ: Сборник руководящих материалов.

3.42. СТО: Стандарт организации.

3.43. СТО ТЭС: Стандарт генерирующей компании, разработанный в развитие настоящего СТО.

3.44. ТИ: Типовая инструкция.

3.45. Ц: Циркуляр.

3.46. ЭЦ: Эксплуатационный циркуляр.

3.47. ВК: Визуально-измерительный контроль;
3.48. ВТК: Вихретоковый контроль;
3.49. УЗК: Ультразвуковой контроль;
3.50. УЗТ: Ультразвуковая толщинометрия;
3.51. МПД: Магнитопорошковый контроль;
3.52. ЦД: Цветная дефектоскопия;
3.53. ЛЮМ-А: Люминесцентная дефектоскопия;
3.54. М-ЛЮМ-А: Магнитно-люминесцентная дефектоскопия;
3.55. ВД: Вибродиагностика;
3.56. АЭ: Акустическая эмиссия;
3.57. ИДП: Измерение деформации ползучести;
3.58. ДФМ: Дискретно-фазовый метод;
3.59. ПЗК: Предохранительный запорный клапан;
3.60. ГРП: Газораспределительный пункт;
3.61. ОПС: Опорно-подвесная система;
3.62. ЭМК: электромагнитный контроль изоляции листов сердечника статора;
3.63. БАПВ: быстродействующий автомат повторного включения;
3.64. ВВИ: высоковольтные испытания;
3.65. КИН: контроль импульсных напряжений в нейтрале генератора;
3.66. ЧР: контроль частичных разрядов в изоляции;
3.67. ГО: газоохладитель;
3.68. СШК: средства штатного контроля;
3.69. ККРВ: контроль концентрации растворенного в дистилляте водорода;
3.70. ИГВТ: испытания на герметичность водяного тракта обмотки статора;
3.71. ККД: контроль качества дистиллята;
3.72. МКПК: метод контроля проходимости каналов тракта водяного охлаждения обмотки статора;

4. Подтверждение соответствия основного оборудования ТЭС

Добровольное подтверждение соответствия (добровольная сертификация) объектов технического регулирования требованиям настоящего СТО осуществляется в соответствии с положениями Федерального закона № 184-ФЗ.

4.1. Объектами подтверждения соответствия являются:
- котел;
- главные трубопроводы;
- паровая турбина;
- газовая турбина;
- турбогенератор;
- генераторный выключатель.
- блочный трансформатор.

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 Ростехнадзору, должна быть аттестована Ростехнадзором.

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

Специализированная организация, выполняющая техническое диагностирование оборудования, подконтрольного Ростехнадзору, должна иметь лицензию на экспертизу промышленной безопасности.

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

4.5. Порядок и процедура подтверждения соответствия объектов технического регулирования требованиям настоящего СТО устанавливается органом по добровольной сертификации в соответствии с

федеральным законом № 184-ФЗ. В общем случае добровольное подтверждение соответствия основного оборудования ТЭС 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.

Примечание

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

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 ТЭС

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

1. Котел
1.1. Коллекторы пароперегревателей с температурой выше 450 °С;
1.2. Коллекторы с температурой до 450 °С;
1.3. Впрыскивающие пароохладители;
1.4. Перепускные паропроводы, работающие при температуре более 450 °С;
1.5. Пароводоперепускные трубопроводы, работающие при температуре до 450 °С;
1.6. Барабаны;
1.7. Экранные поверхности нагрева;
2. Станционные трубопроводы (наружным диаметром более 75 мм)
2.1. Паропроводы с температурой эксплуатации выше 450 °С;
2.2. Паропроводы с температурой эксплуатации до 450 °С;
3. Паровая турбина
3.1. Цельнокованые роторы высокого и среднего давления, работающие при температуре пара более 450 °С;
3.2. Валы роторов низкого давления;
3.3. Насадные диски роторов среднего и низкого давления;
3.4. Рабочие лопатки в зоне фазового перехода;
3.5. Рабочие лопатки последних ступеней;
3.6. Подшипники;
3.7. Перепускные паропроводы, работающие при температуре более 450 °С;
3.8. Система регулирования и защиты;
3.9. Стопорные и регулирующие клапаны;
3.10. Система смазки;
3.11. Система обеспечения относительных перемещений элементов статора и роторов;
3.12. Фланцевые разъемы корпусных деталей;
3.13. Диафрагмы.
4. Газовая турбина
4.1. Ротор турбины;
4.2. Насадные диски;
4.3. Стяжные болты, гайки стяжных болтов;
4.4. Ротор компрессора, в т.ч. сварные роторы;
4.5. Рабочие лопатки первых двух ступеней турбины;
4.6. Направляющие лопатки первых двух ступеней турбины;
4.7. Подшипники;
4.8. Система смазки;
4.9. Фланцевые разъемы корпусных деталей.
5. Турбогенератор
5.1. Сердечник статора
5.2. Обмотка статора
5.3. Металл ротора

5.4. Обмотка ротора
5.5. Система охлаждения
5.6. Система уплотнения вала ротора
5.7. Бандажные узлы ротора
6. Блочный трансформатор
6.1. Обмотка
6.2. Магнитопровод
6.3. Система охлаждения
6.4. Вводы
6.5. Трансформаторное масло
7. Генераторные выключатели
7.1. Изоляция
7.2. Токоведущий контур
7.3. Дугогасительные контакты

Примечание – Требования по диагностированию вышеназванных технических устройств приведены в разделе 9 настоящего СТО.

6. Классификационная шкала работоспособности оборудования

6.1. При подготовке решения о возможности и целесообразности дальнейшей эксплуатации основного оборудования и его составных частей настоящим СТО предусматривается использовать приведенную в таблице 6.1 интегральную классификационную балльную оценку технического состояния диагностируемого оборудования.

Таблица 6.1 – Балльная 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
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 ТЭС организация для выполнения прогнозной оценки состояния оборудования (в соответствии с подразделами 7.4 и 8.2 настоящего СТО) привлекает специализированную организацию (п. 3.26 СТО), которая на основании изучения всей необходимой информации о состоянии оборудования и выполнения требуемых работ устанавливает срок дальнейшей безопасной эксплуатации (остаточный ресурс). При этом специализированная организация руководствуется следующими принципами:

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

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

в) 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-то 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 ТЭС

Настоящий раздел применим в качестве:

- руководства для принятия решений по продлению срока безопасной эксплуатации стареющего оборудования;
- руководства по планированию, выполнению и документальному обоснованию анализа риска.

7.1. Зоны максимального риска

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).

7.2. Идентификация опасностей

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.

7.3. Анализ риска эксплуатации оборудования

7.3.1. 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 – 2002.

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

7.3.3. 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.

7.3.4. Анализ возможного ущерба должен

а) основываться на установленном перечне отказов/аварий (подраздел 7.2);

б) учитывать все наиболее тяжелые последствия, являющиеся вероятным результатом отказа/аварии;

в) учитывать существующие (действующие) меры, направленные на смягчение последствий отказа/аварии;

г) устанавливать по возможности дополнительные критерии, используемые для полной идентификации последствий;

д) рассматривать и учитывать вторичные последствия, распространяющиеся на смежное оборудование и системы;

е) устанавливать по возможности доверительный интервал для оцененной суммы ущерба с выбранной доверительной вероятностью.

7.3.5. В случае выявленной необходимости расчета, выполняется анализ риска в соответствии с базовыми стандартами ГОСТ 51.901.1 – 2002 и РД 03-418 – 01. Анализ риска выполняется специализированной организацией, имеющей компетентных аналитиков.

7.3.6. Рекомендуется использовать следующие критерии приемлемого риска эксплуатации основного оборудования ТЭС:

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

7.3.6.2. частота отказа одного из элементов основного оборудования (раздел 5) не превышает 1,5/ год на одну энергоустановку.

7.3.6.3. 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.

7.3.7. 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.

7.3.8. В случае, когда оцененные величины риска не удовлетворяют хотя бы одному из критериев пункта 7.3.6, 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. 7.3.6 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 7.3.6, когда не удается обеспечить достаточного количества исходных данных для выполнения анализа риска с должной точностью (см. п. 7.3.9). 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 7.3.6.

7.3.9. 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.

7.3.10. В общем случае документальное обоснование анализа риска должно включать:

а) краткое изложение анализа;

б) цели и области применения анализа;

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

г) описание соответствующего оборудования (технологического процесса);

д) результаты оценки вероятного ущерба;

е) использованные исходные данные и их источники;

ж) результаты оценки величины риска и их сравнение с установленными критериями;

и) анализ чувствительности и неопределенности;

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

л) выводы, рекомендации, ссылки.

7.4. Прогнозирование технического состояния оборудования

7.4.1. 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.

7.4.2. 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.

7.4.3. На основе анализа исходных данных и результатов расчетной оценки ресурса делается интегральная классификационная оценка (раздел 6).

7.4.4. С учетом результатов проведенной оценки риска эксплуатации оборудования (подраздел 7.3)

выполняется корректировка сделанного прогноза (при необходимости).

7.5. Действия эксплуатирующей организации по внедрению менеджмента риска

Для внедрения менеджмента риска (ГОСТ 51.901.1 – 2002) эксплуатирующая организация выполняет и осуществляет как минимум

7.5.1. подготовительные работы для последующего выполнения анализа риска:

а) контроль и оценку данных эксплуатации с целью выявления соответствия фактических показателей работы установленным требованиям.

б) подготовку исходных данных (ведение базы данных) для обеспечения возможности оценки риска в соответствии с требованиями подраздела 7.3.

7.5.2. учет результатов выполненной оценки риска при:

а) разработке методик эксплуатации, технического обслуживания, контроля и действий в чрезвычайных ситуациях;

б) корректировке информации об основных источниках риска и влияющих на риск факторах;

в) принятии оперативных решений;

г) внесении изменений в организационную структуру, производство, процедуры эксплуатации и компоненты системы полного менеджмента.

8. Порядок проведения работ при продлении срока эксплуатации оборудования сверх назначенного срока

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

8.1. Общие положения

8.1.1. 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.

8.1.2. 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.

8.1.3. Продление срока безопасной эксплуатации оборудования осуществляется в порядке, устанавливаемом настоящим СТО и нормативной документацией (подраздел 8.3) с учетом особенностей конструкции и условий эксплуатации конкретных видов оборудования.

8.1.4. 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.

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

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

8.1.7. 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.

8.1.8. Решение о смещении сроков контроля оборудования (сверх указанных 5%) принимает руководитель организации-владельца оборудования на основании заключения специализированной организации. Решение утверждается РАО "ЕЭС России".

8.1.9. 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 и РД-03-10-2004. В Приложении 1 к РД-03-10-2004 установлен перечень основных видов (типов) технических устройств, разрешение на применение которых выдает Ростехнадзор.

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 Ростехнадзора или его территориального органа, 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.

Примечание:

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 Ростехнадзором 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).

8.2.3.9. Утверждение Решения и плана корректирующих мероприятий в РАО "ЕЭС России".

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

8.2.3.11. 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.

8.2.3.12. 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.

8.3. Нормативная документация, регламентирующая порядок продления срока безопасной эксплуатации основного оборудования ТЭС

Продление срока безопасной эксплуатации основного оборудования ТЭС регламентируют перечисленные ниже нормативные документы

8.3.1. по всей номенклатуре оборудования:

8.3.1.1. Правила применения технических устройств на опасных производственных объектах, утверждены постановлением Правительства РФ от 25.12.98. №1540.

8.3.1.2. РД 03-484-02

8.3.1.3. РД 09-102-95

8.3.1.4. ПР 34-38-030-92

8.3.1.5. СО 34.20.501-03

8.3.1.6. Правила эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей и Правила безопасности при эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей. 3-е издание переработанное и дополненное. 1992 г.

8.3.1.7. Правила устройства электроустановок ПУЭ.

8.3.2. по котлам, трубопроводам:

8.3.2.1. ПБ 10-573-03

8.3.2.2. ПБ 03-585-03

8.3.2.3. ПБ 10-574-03

8.3.2.4. РД 10-577-03

8.3.2.5. РД 34.17.417-85

8.3.2.6. СО 153-34.17.469-2003

8.3.2.7. СО 153-34.17.442-2003 (РД 34.17.442-2003)

8.3.2.8. РД 34.17.452-98

8.3.2.9. СО 153-34.17.464-2003г

8.3.2.10. СО 153-34.1-17.455-2003

8.3.2.11. СО 153-34.17.470-2003

8.3.2.12. РД 34.37.306-2001

8.3.2.13. РД 153-34.1-39.401-00

8.3.2.14. РД 153-34.39.503-89

8.3.2.15. РД 153-34.39.301-87

8.3.3. по турбинам:

8.3.3.1. РД 10-577-03

8.3.3.2. РД 34.17.440-96

8.3.3.3. РД 34.17.448-97

8.3.3.4. РД 34.37.306-2001

8.3.4. по турбогенераторам:

8.3.4.1. РД 34.45.608-91

8.3.4.2. РД 153-34.1-20.202-2003

8.3.4.3. РД Оценка технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы (проект)

8.3.5. по блочным трансформаторам и генераторным выключателям:

8.3.5.1. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования.

8.3.5.2. РД 34.43.107-95. Методические указания по определению содержания воды и воздуха в трансформаторном масле.

8.3.5.3. 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.

8.3.5.4. Циркуляр Ц-02-88(Э) от 28.12.87 “Об измерениях сопротивления КЗ трансформаторов”.

8.3.5.5. РД 34.43.206-94 Методика количественного химического анализа. Определение содержания производных фурана в электроизоляционных маслах методом жидкостной хроматографии.

8.3.5.6. РД 153-34.43-202 (РД 34.43-202) Масла трансформаторные. Методика определения содержания механических примесей.

8.3.5.7. РТМ 34-70-653-83 Методика определения содержания механических примесей

8.3.5.8. СО 34.43.208-95 (РД 34.43.208-95) Методика количественного химического анализа. Определение содержания присадки в энергетических маслах методом высокоэффективной жидкостной хроматографии.

8.3.5.9. РД 34.46.302-00 (РД 153-34.0-46.302-00) Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле.

8.3.5.10. РД 34.46-303-98 Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов.

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

8.3.5.12. РД 34.0-20.363-99 (РД 153-34.0-20.363-99) Методика инфракрасного контроля электрооборудования и ВЛ.

8.3.5.13. Противоаварийный циркуляр Ц-11-87(Э) “О снижении числа опасных воздействий токов короткого замыкания на обмотки автотрансформаторов 330-500”.

9. Требования по выполнению технического диагностирования/контроля элементов основного оборудования ТЭС

9.1. Настоящим стандартом устанавливаются нормы технического диагностирования/контроля элементов основного оборудования, представляющего опасность для персонала ТЭС, населения и окружающей среды. В таблице 9.1 приведена классификация основного оборудование в соответствии с разделом 5 СТО. 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 диагностирования» составляют минимально необходимые нормы по диагностированию/контролю основного оборудования ТЭС; выполнив эти требования и, руководствуясь положениями разделов 6,7 и 8 СТО, 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 СТО 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 СТО и приведенными нормативными ссылками распределяется следующим образом:

а) В случае, когда в настоящем СТО установлены более жесткие требования по зонам контроля, перечню методов и периодичности контроля по сравнению с действующими стандартами, следует руководствоваться положениями настоящего СТО. Настоящий СТО имеет также приоритет в части:

- обработки результатов диагностирования/контроля (в соответствии с разделами 6, 7 СТО);
- подготовки и выполнения процедур диагностирования/контроля и оценки/подтверждения соответствия оборудования с продленным сроком эксплуатации (в соответствии с разделом 8 СТО).

б) Диагностирование/контроль основного оборудования ТЭС в иных целях (помимо цели установления его безопасности), а также прочего оборудования, не являющегося предметом регулирования настоящего СТО и вследствие этого не включенного в Табл. 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 СТО в затруднительных случаях объемы, методы и периодичность диагностирования/контроля уточняются специализированной организацией. В необходимых случаях

разрабатывается СТО ТЭС.

Таблица 9.1 – Нормы технического диагностирования/контроля элементов основного оборудования ТЭС для обеспечения его безопасной эксплуатации

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. Котел	**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 РД 10-577-03, РД 03-606-03, ИМ№23СД-80
		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	РД34.17.302-97 (ОП501ЦД-97) РД153-34.1-003-01 (РТМ-1с) ОСТ34.70.690-96 ГОСТ 12503-75 ГОСТ 14782-86 ГОСТ 21105-87 ГОСТ 10243-75 ГОСТ 1497-84 ГОСТ9454-78 РД10-249-98 РД 34.17.307-89
		3.Угловые сварные соединения штуцеров с Ду100мм и более	- термодеформационное старение; - ползучесть	- ВК, МПД и УЗК - анализ микроповрежденности по репликам.	Через 100 тыс. 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	
	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 РД 10-577-03, РД 03-606-03, РД34.17.302-97 (ОП501ЦД-97) РД153-34.1-003-01 (РТМ-1с) ГОСТ14782-86 РД10-249-98 РД 34.17.307-89
		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.	
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 РД 10-577-03, ИМ№23СД-80 ГОСТ 12503-75
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 - для труб с $T > 500$ °С: анализ микроповрежденности по репликам или на шлифах; -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. Анализ состояния металла на репликах – после выработки паркового ресурса Исследование состояния металла на вырезке – после выработки индивидуального ресурса, при повторном продлении срока службы	ПБ 10-574-03 РД 10-577-03, СО 153-34.17.470-2003 г. РД 03-606-03 ИМ№23СД-80 РД34.17.302-97 (ОП501ЦД-97) РД153-34.1-003-01 (РТМ-1с) ОСТ 34.70.690.-96 ГОСТ 10243-75 ГОСТ 12503-75 ГОСТ 14782-86 ГОСТ 21105-87 ГОСТ 1497-84 ГОСТ 9454-78 ГОСТ 20700-75
	2. Литые детали - наружная поверхность в зоне радиусных переходов; - крепеж и поверхность фланцевых разъемов	- 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	ОСТ 108.961.03-79 РД 10-577-03 РД 10-249-98
	3. Штампосварные	-	- ВК, МПД и УЗК, УЗТ	Каждые 50 тыс. часов,	

		отводы - наружная поверхность и продольные сварные соединения	**термодеформационное старение;** **- ползучесть**	**- анализ микроповрежденности по репликам или сколам** **-металлографический и фазовый анализ** **- механические испытания.** **Для Т>500 °С - испытания на длительную прочность**	**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 длительную прочность	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
	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 РД 10-577-03, РД 03-606-03 РД 34.17.417-85 (П 34-70-005-85) И№23СД-80 РД34.17.302-97 (ОП501ЦД-97) РД153-34.1-003-01 (РТМ-1с) РД 10-249-98
		Стыковые сварные соединения труб	- малоцикловая усталость	- ВК, МПД и УЗК	Каждые 150 тыс. часов	
	Барабаны	Обечайки: - зоны отверстий питательных, перепускных,	- коррозионная термоусталость;	-ВК, МПД	После 25 тыс. часов, далее каждые 50 тыс. часов.	ПБ 10-574-03 РД 10-577-03, СО 153-34.17.442-2003г. (РД 34.17.442-

		опускных, парооотводящих и др. труб;		-исследование свойств металла на вырезке	для барабанов из стали 16ГНМ – после отработки паркового ресурса; остальные – по необходимости.	96) СО 153-34.26..608-2003 г. (РД 34.26.608) РД 03-606-03 РД34.17.302-97 (ОП501ЦД-97) РД153-34.1-003-01 (РТМ-1с) ГОСТ 12503-75 ГОСТ 14782-86 ГОСТ 21105-87 ГОСТ 18442-80 ГОСТ 9012-59 РД 10-249-98
		- поверхность отверстий и штуцеров водяного и парового объемов;	- коррозионная термоусталость;	-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	**Паропроводы с**	Гнутые колена –	-	- визуальный контроль	Каждые 100 тыс. часов.	ПБ 10-573-03

трубопроводы (наружным диаметром более 75 мм)	**температурой эксплуатации выше 450 °С**	наружная и внутренняя поверхность в растянутой и нейтральных зонах	термодеформационное старение; - ползучесть	(ВК); - 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.	Определение овальности, 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	РД 10-577-03, СО 153-34.17.470-2003г. ИМ№23СД-80 ГОСТ 12503-75 ГОСТ 21105-87 ОСТ 34.70.690-96 ГОСТ 10243-75 ГОСТ 1497-84 ГОСТ 9454-78 ГОСТ 14782-86 ГОСТ 6996-66 ГОСТ 9012-59 ГОСТ 20700-75 ОСТ 108.961.03-79 ОСТ108.901.102-78 РД-10-249-98 РД 03-606-03 РД34.17.302-97 (ОП501ЦД-97) РД153-34.1-003-01 (РТМ-1с) РД 34.17.436-92 РД 34.39.503-87 РТМ 24.038.08.-72 РТМ 108.038.101-77 РД 153-34.1-39.401-00
		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	- термодеформационное старение;	- контроль остаточной деформации; ВК, УЗК, УЗТ;	Каждые 50 тыс. часов. УЗТ и анализ металла - после выработки	

		штуцеров с Ду50мм и более на расстоянии не менее двух диаметров трубы от места врезки	- ползучесть; - термоусталость.	- анализ микроповрежденности по репликам (при необходимости).	паркового ресурса.
		Литые детали (корпуса арматуры, колена, тройники) – поверхность в зонах радиусных переходов; - на коленах – изогнутая часть. - крепеж и поверхность фланцевых разъемов	- термодеформационное старение; - ползучесть; - малоцикловая усталость	- ВК, МПД; - твердость - анализ структуры и микроповрежденности на сколах, спилах	Каждые 50 тыс. часов. Исследование металла – после 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 расчет на прочность и самокомпенсацию - наладка ОПС	После выработки паркового ресурса.
	Паропроводы с температурой эксплуатации до 450 °С (паропроводы: установок среднего давления, отбора	Гнутые колена – наружная и внутренняя поверхность в растянутой и нейтральных зонах	- термодеформационное старение; - малоцикловая усталость; - ползучесть;	- ВК, УЗК, МПД; -УЗТ; -определение овальности; - анализ микроповрежденности	После 150 тыс. часов, далее каждые 50 тыс. часов. Исследование состояния металла на вырезке – после	ПБ 10-573-03 РД 10-577-03, СО 153-34.17.464-2003 г. (РД 153-34.0-17.464-00)

турбин, РОУ и т.д.)		- коррозионная усталость	по репликам; - для Т≥400 °С металлографический анализ и определение механических свойств на вырезках	отработки расчетного ресурса	ИМ№23СД-80 ГОСТ 12503-75 ГОСТ 21105-87 ГОСТ 10243-75 ГОСТ 1497-84 ГОСТ 14782-86
	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	ГОСТ 28702-90 ГОСТ 6996-66 ГОСТ 9454-78 ГОСТ 9012-59 ГОСТ 20700-75 ОСТ 108.961.03-79 РД34.17.302-97 (ОП501ЦД-97) РД153-34.1-003-01 (РТМ-1с) ОСТ 34.70.690-96 ОСТ 108.961.03-79 РД 10-249-98 РД 03-606-03 РД 34.39.503-87 РТМ 24.038.08.-72 РТМ 108.038.101-77 РД 153-34.1-39.401-00
	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; - крепеж и поверхность фланцевых разъемов	- 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 Т≥400 °С;	После 150 тыс. часов, далее каждые 50 тыс. часов	
	Опорно-подвесная система (ОПС)	- непроектные нагрузки; - малоцикловая усталость	- ВК (ревизия) - поверочный расчет на прочность и самокомпенсацию - наладка ОПС (при необходимости)	После 200 тыс. часов	

3. Паровая турбина	**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; РД 10-577-03; 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 усталости. 3. Подкалка металла шейки вала из-за нарушения смазки или повреждения вкладыша подшипника	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; РД 34.17.440-96; РД 153-34.1-17.454-98; РД 153-34.1-17.457-98; РД 34.30.601-84; СО 34.20.501-03; РД 34.30.601-84, РД 34.30.506-90
		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	То же	РД 10-577-03; РД 34.17.440-96; РД 34.17.450-98;
		4. Прогиб ротора	1. Нарушение графиков-пусков	ВД	Каждый капитальный ремонт	РД 34.30.601-84; РД 34.30.601-84, РД

		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.			34.30.506-90
	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; РД 34.17.440-96;
	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; РД 34.17.440-96;
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; СО 34.20.501-03; РД 34.30.601-84, РД 34.30.506-90
	2. Кольцевые проточки на валу	1. Усталость. 2. Коррозионная усталость		После 100 тыс. ч, далее каждые 50 тыс. ч	
Насадные диски	Шпоночный паз,	Коррозия под	ВК, ЦД или МПД,	Каждые 50 тыс. ч, но	РД 34.30.507-92;

роторов среднего и низкого давления	полотно с разгрузочными отверстиями, ступица, обод. Галтели, кромки заклепочных отверстий.	напряжением.	ВТК, УЗК внутренней поверхности т-образного паза обода.	не реже чем через 300 пусков	РД 10-577-03; РД 34.17.450-98
		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		
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 РД 34.30.507-92 РД 153-34.1-17.462-00
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	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; РД 153-34.1-17.466-00; РД 153-34.1-17.424-2001; РД 34.17.449-97;

		зон подкалки в местах припайки стеллитовых пластин.			
Подшипники	Баббит (выплавление, отслоение, повреждение), корпус и вкладыш (разрушение)	1. Нарушение смазки (условий эксплуатации), 2. Высокая вибрация, расцентровка валопровода, 3. Электроэрозия баббита, 4. Дефект изготовления, ремонта.	ВД, измерение температуры баббита, контроль абсолютных и относительных расширений, контроль за работой токосъемного устройства	Постоянно. ВД – в каждый средний и капитальный ремонты.	ГОСТ 25364-92, СО 34.20.501-03, РД 34.30.601-84, РД 34.30.506-90, РД 34.30.604-00 (РД 153-34.1-30.604-00)
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 РД 10-577-03, СО 153-34.17.470-2003г. РД 03-606-03 И№23СД-80 РД34.17.302-97 (ОП501ЦД-97) РД153-34.1-003-01 (РТМ-1с) ОСТ 34.70.690.-96 ОСТ 108.961.03-79 ГОСТ 20700-75 ГОСТ 10243-75 ГОСТ 12503-75 ГОСТ 14782-86 ГОСТ 21105-87 ГОСТ 1497-84 ГОСТ 9454-78 РД 10-577-03 РД 10-249-98
	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	- термодеформационное старение;	- ВК, МПД и УЗК, УЗТ - анализ микроповрежденности	Каждые 50 тыс. часов, но не реже, чем через 150 пусков.	

	продольные сварные соединения	- ползучесть	по репликам или сколам -металлографический и фазовый анализ - механические испытания.		
	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	
Система регулирования и защиты	Подвижные золотники	1. Попадание грязи 2. Заедания из-за перекосов	ВК	Текущие ремонты и аварийные ремонты	
Стопорные и регулирующие клапаны	1. Радиусные переходы с наружной и внутренней поверхностей корпусов. 2. Поверхность фланцевых разъемов, шпилечные гнезда, крепежные детали.	Образование трещин по механизмам ползучести и малоцикловой усталости из-за нарушений режимов эксплуатации, исчерпания ресурса металла, внутренних дефектов литья, нарушение плотности фланцевых разъемов	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; РД 34.17.440-96; РД 153-34.1-17.458-98, ГОСТ 20700-75 ОСТ 108.961.02-79
	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
Система смазки	1. Маслопроводы, фланцевые соединения маслопроводов, маслонасосов, маслоохладителей, маслоочистительного	Коррозия, некачественная сварка, усталостные повреждения из-за вибрации, неплотности фланцевых соединений	- ВК, ВД, МПД, УЗК; - послемонтажные и послеремонтные опрессовки.	Каждый капитальный ремонт.	ГОСТ 981; ГОСТ 1547; ГОСТ 6370; ГОСТ 12068; ГОСТ 17216-2001; СО 34.20.501-03;

	оборудования. Сальниковые уплотнения насосов и запорной арматуры. Трубные доски маслоохладителей.	из-за износа уплотнительных материалов или ослабления сборки, износ сальниковых уплотнений			РД 34.50.508-93; РД 34.43.102-96; РД 153-34.43.104-88; РД 34.43.106-2001; РД 34.43.204-2001; РД 34.43.209-97; РД 34.43.210-00; РД 34.43.211-00
	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.	
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. 4. Асимметрия нагрева лап цилиндров от неравномерных протечек пара. 5. Неправильно выставленные зазоры в проточной части турбины. 6. Повышенное трение на скользящих	Контроль относительных и абсолютных расширений турбины	Постоянно.	СО 34.20.501-03, РД 34.30.506-90

			поверхностях.			
	Фланцевые разъемы корпусных деталей	1. Поверхность фланцевых разъемов, гнезда 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	РД 34.17.440-96 ГОСТ 20700-75 ОСТ 108.961.03-79
	Диафрагмы	1.Направляющие лопатки, плоскость диафрагмы	1. Развитие трещин, потеря формы, выпучивание	ВК, МПД	Каждый капитальный ремонт	ТУ на ремонт турбин
4. Газовая турбина	**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, РД 34.30.506-90
	Насадные диски	Поверхности ободов и отверстий в них, ступиц, гребней, полотен дисков.	Образование трещин от ползучести и малоцикловой усталости.	ВК, МПД, ЦД, ВТК, УЗД	То же	
	Стяжные болты, гайки стяжных болтов.	Концентраторы			То же	
	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.	
Рабочие лопатки первых двух ступеней турбины	Входные и выходные кромки лопаток, галтели, кромки отверстий, хвостовики, ножки	1. Ползучесть, 2. Усталость, 3. Коррозионная усталость, 4. Деградация свойств металла, 5. Развитие трещин от исходных металлургических дефектов, 6. Коррозионное или механическое повреждение защитного покрытия	ВК, М-ЛЮМ-А, ЛЮМ-А, ВТД, ЦД, МПД, УЗД, Исследование свойств основного металла и защитного покрытия	При пиковом режиме через каждые 1,2 тыс. ч и 300 пусков. При полупиковом – каждые 15 тыс. ч и 300 пусков. При базовом режиме каждые 30 тыс. ч и 50 пусков.	
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).	То же.	
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, РД 34.30.601-84, РД 34.30.506-90
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 17216-2001;СО 34.20.501-03; РД 34.50.508-93; РД 34.43.102-96; РД 153-34.43.104-88; РД 34.43.106-2001; РД 34.43.204-2001; РД 34.43.209-97; РД 34.43.210-00; РД 34.43.211-00
	2. Масло.	Деградация свойств турбинного масла из-за старения (расходование функциональных	Контроль за показателями качества масла: кислотное число, термоокислительная	Постоянно.	

			присадок), обводнения, загрязнения механическими примесями	стабильность, антикоррозионные и деэмульгирующие свойства, наличие механических примесей, воды и шлама, объемное воздухосодержание		
	Фланцевые разъемы корпусных деталей	1. Поверхность фланцевых разъемов, гнезда 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	РД 34.17.440-96 ГОСТ 20700-75 ОСТ 108.961.03-79
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	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	РД 34.45-51.300-97 СТО “Оценка технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы (проект)”

			активной стали под воздействием эксплуатационных нагрузок; г) механический износ изоляционных лаковых покрытий, возникающий при распушении зубцов активной стали статора.		неудовлетворительном состоянии изоляции листов активной стали; при проведении замены обмотки статора; при проведении ремонтов активной стали с установкой протезов.	
		2. Плотность прессовки активной стали сердечника статора.	Снижение плотности активной стали сердечника статора вследствие упуговязкого 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 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	СРМ Часть 1, п. 6.14 (Ц-01-91(э), Ц-06-96). СТО “Оценка технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы (проект)”

					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.	
		3. Зубцовые зоны крайних пакетов сердечника статора.	Распушение и разрушение зубцовых зон крайних пакетов вследствие: а) несвоевременного выявления и неполного устранения местных ослаблений плотности прессовки зубцовых зон крайних пакетов активной стали статора; б) длительной работы генератора в режимах с потреблением реактивной мощности.			
		4. Система крепления сердечника статора.	Ослабление и разрушение системы крепления сердечника статора вследствие:	ВК, ВД	ВК – каждый капитальный ремонт. ВД – контроль вибрации корпуса в	МУ34-70-103-85 СТО “Оценка технического состояния

			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, к.з. в линиях электропередач со срабатыванием устройств БАПВ и т.п.		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.	турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы (проект)"
	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	ГОСТ 533-2000 РД 34.45-51.300-97 РД 34.45.309-92 ТИ34-70-004-82 СТО "Оценка технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы (проект)"
			2. Механические повреждения изоляции вследствие: а) повышенной	ВК, ЧР, ВВИ, КИН	ВК – каждый капитальный ремонт. ВВИ – в соответствии с РД 34.45-51.300-97.	РД 34.45-51.300-97 СТО "Оценка технического состояния

			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.		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.	турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы (проект)”
			3. Увлажнение изоляции вследствие: а) течи газоохладителей; б) течи полых элементарных проводников; в) течи в системе коллекторов подачи и слива охлаждающего дистиллята; г) попадания в корпус генератора обводненного турбинного масла;	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. Испытания на герметичность ГО и водяного тракта обмотки статора – в соответствии с инструкцией завода изготовителя. КИН – по решению технического руководства постоянно	РД 34.45-51.300-97 ТИ34-70-004-82 СТО “Оценка технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы (проект)”

			ТЭС на турбогенераторах мощностью 300МВт и более.	
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. КИН – по решению технического руководства ТЭС на турбогенераторах мощностью 300МВт и более.	РД 34.45-51.300-97 Приложение 2 (раздел 4.1, 4. СТО “Оценка технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы (проект)”.
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). Ревизия магнитных фильтров – каждый капитальный ремонт.	РД 34.45-51.300-97 СРМ. Часть 1, п. 6.6 , ЭЦ № Ц-10-85(э). ТИ 34-70-004-82 МУ34-70-103-85 СТО “Оценка технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы (проект)”.
	2. Закупорка полых проводников обмотки статора вследствие:	Средства штатного термоконтроля; ВК; ККД.	ВК – каждый капитальный ремонт. СШК- постоянно.	РД 34.45-51.300-97 ТИ 34-70-004-82 СРМ Часть 1, п.6.6.,

			а) засорения системы охлаждения обмотки статора; б) коррозии полых медных проводников.		ККД – в соответствии с требованиями ЭЦ №Ц-10-85(э).	ЭЦ № Ц-10-85(э). СТО “Оценка технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы (проект)”
		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	РД 34.45-51.300-97 ТИ 34-70-004-82 СТО “Оценка технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы (проект)”.
		4. Система крепления лобовой и пазовой частей обмотки статора.	Ослабление и разрушение системы 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	ВК	ВК – каждый капитальный ремонт;	СТО “Оценка технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы (проект)”

			повышенных электродинамических нагрузок при анормальных режимах работы.			
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; в) несимметричные короткие замыкания с I_2^2t более допустимых значений; г) асинхронные пуски; д) асинхронные режимы с активной нагрузкой, превышающей допустимую.	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 капитальный ремонт (при выявлении трещин и подкалов металла).	ГОСТ 253 64-92 ГОСТ18442-80 ГОСТ 22761-77. СРМ Часть 1, п. 6.15, Ц-03-94(э). СТО “Оценка технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы (проект)”
	2. Хвостовые части ротора.	1. Образование трещин в зонах подвода охлаждающего газа под корзину лобовых частей («звездочка ротора») по механизму фреттинг-усталости.	ВК, ВД, МПД, ЦД	ВК – каждый капитальный ремонт; ВД – периодический контроль вибрации корпусов подшипников турбогенератора в зависимости от	ГОСТ 21105-87 ГОСТ 25364-92 ГОСТ 18442-82 ГОСТ 22761-77 СРМ Часть 1, п. 6.3, Ц-04-97(э). СТО “Оценка

				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 $\theta>90°$, несинхронные включения–отключения, неуспешные АПВ).		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.	технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы (проект)”
				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 маслоснабжения и повреждения	ГОСТ 21105-87 ГОСТ 25364-92 ГОСТ 18442-82 ГОСТ 22761-77

					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.	ГОСТ 21105-87 ГОСТ 25364-92 ГОСТ 18442-82 ГОСТ 22761-77
	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 – в соответствии с РД 34.45-51.300-97	ГОСТ 25364-92 РД 34.45-51.300-97 СТО “Оценка технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы (проект)”.

		2. Витковая 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; в) центробежных нагрузок в номинальном режиме работы. 3. Снижение сопротивления изоляции вследствие загрязнения и увлажнения.	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; измерение z ротора - в соответствии с РД 34.45-51.300-97	ГОСТ 25364-92 РД 34.45-51.300-97 СТО “Оценка технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы (проект)”.
		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	РД 34.45-51.300-97
		4. Катушки обмотки возбуждения.	Деформация витков вследствие: а) термомеханических нагрузок в режиме пусков-остановов; б) из-за нарушений в	ВК	ВК – каждый капитальный ремонт	СТО “Оценка технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный

		системе охлаждения.			нормативный срок службы (проект)"
	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 нагрузок при ослаблении крепления.	ВК	ВК – каждый капитальный ремонт.	СТО "Оценка технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы (проект)".
	6. Ослабление крепления.	Ослабление крепления обмотки в процессе длительной эксплуатации.	ВК	ВК – каждый капитальный ремонт.	СТО "Оценка технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы (проект)".
	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 РД 54.45.309-92
		2. Водяная система	1. Нарушение	СШК, гидравлические	СШК постоянно в	РД 34.45-51.300-97

		охлаждения обмотки статора.	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;	испытания.	процессе эксплуатации. Гидравлические испытания при проведении капремонтов.	

			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 Инструкции завода-изготовителя СТО “Оценка технического состояния турбогенераторов, отработавших установленный нормативный срок службы (проект)”.
		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

	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 уплотнения; в) отказа регуляторов давления, поплавковых реле гидрозатвора; г) загрязнения фильтров масла.	СШК, ВК	В процессе эксплуатации и при проведении ремонтов	РД 34.45-51.300-97
		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.	ВК, ЦД, ВТК	В соответствии с требованиями Ц-3-98(э)	СРМ Часть 1, п. 6.22 (Ц-3-98(э)). СТО “Оценка технического состояния и повышение надежности бандажных узлов ротора” (проект)

			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.			
		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 25364-92 СРМ Часть 1, п. 6.22 (Ц-3-98(э)). СТО “Оценка технического состояния и повышение надежности бандажных узлов ротора” (проект)
			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)). СТО “Оценка технического состояния и повышение надежности бандажных узлов

						ротора" (проект)
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	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 3484.5-88 РД 34.45-51.300-97 РД 34.43.107-95 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.

			превышает 4%, возникает возможность риска повреждения изоляции под рабочим напряжением из-за значительного увеличения диэлектрических потерь, приводящих к тепловому 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,	Измерение сопротивления изоляции. Измерение тангенса	Измерения производятся при неудовлетворительных результатах испытаний	ГОСТ 3484.3-88 ГОСТ 6581-75 ГОСТ 1516.2-97 ГОСТ 1516.3-96

			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: 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)	угла диэлектрических потерь изоляции обмоток.	масла и (или) хроматографического анализа газов, растворенных в масле, а также в объеме комплексных испытаний	ГОСТ 22756-77 РД 34.43.107-95 РД 34.46.302-00 (РД 153-34.0-46.302-00) РД 34. 46.303-98 РД 153-34.46.502 (РД 34.46.502) РД 34.45-51.300-97 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; измерение степени полимеризации образца витковой изоляции при превышении влагосодержания твердой изоляции в 4% и предельно-допустимых показателей влажности масла для длительно

			увлажнение масла.			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 3484.3-88 ГОСТ 20243-74 РД 34.45-51.300-97 РД 34.46.302-00 (РД 153-34.0-46.302-00) РД 34.46.303-98 РД 153-34.46.502 (РД 34.46.502) Циркуляр Ц-02-88(э) 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.
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 току.	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 -	ГОСТ 6581-75 ГОСТ 5985-79 ГОСТ 17216-71 ГОСТ 6370-83 ГОСТ 8008-75 ГОСТ 24156-80 РД 34.45-51.300-97 РД 34.46.302-00 (РД 153-34.0-46.302-00) РД 34.46.303-98 РД 34.43.212-00 (РД 153-34.1-43.212-00) РД 34.43.107-95 РД 153-34.43.202 (РД 34.43-202) РТМ 34-70-653-83

				в течение первых суток, через 2 недели, 1, 3 и 6 месяцев после включения и далее - не реже 1 раза в 6 мес.	
		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 3484.1-88 РД 34.45-51.300-97
	Изоляция	Деструкция бумажной изоляции может сопровождаться выделением в трансформаторное масло фурановых соединений. Наиболее значимые процессы деградации целлюлозной изоляции обмоток 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	Проведение измерений содержания фурановых соединений с помощью тонкослойной хроматографии или методом жидкостной хроматографии. Проведение измерений степени полимеризации образца витковой изоляции обмоток.	Оценка содержания фурановых соединений производится у трансформаторов 110 кВ и выше по решению технического руководителя предприятия. Оценка степени полимеризации производится у трансформаторов со сроком эксплуатации более 30 лет по решению технического руководителя предприятия.	РД 34.45-51.300-97 РД 34.51.304-94 РД 34.43.206-94 Противоаварийный циркуляр Ц-11-87-(Э) Превышение содержания фурановых соединений допустимых значений не является 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:

			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.			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	ГОСТ 3484.1-88 ГОСТ 6581-75 ГОСТ 5975-79 ГОСТ 17216-71 ГОСТ 6370-83 РД 34.45-51.300-97 РД 34.46.302-00

					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 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.	(РД 153-34.0-46.302-00) РД 34.46.303-98 РД 34.0-20.363-99 (РД 153-34.0-20.363-99) СО 34.43.212-00 (РД 153-34.1-43.212-00) РД 34.43.107-95 СО 153.34.43.202 (РД 34.43.202) РТМ 34-70-653-83
		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	РД 34.45-51.300-97

					изоляции активной части.	
	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 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.	ГОСТ 3484.2-88 ГОСТ 3484.4-88 РД 34.45-51.310-97 РД 34.46.302-00 (РД 153-34.0-46.302-00) РД 34.46.303-98 РД 34.0-20.363-99 (РД 153-34.0-20.363-94)
		Гибкая оболочка	Снижение	Определение общего	У трансформаторов с	ГОСТ 3484.5-88

		расширителя трансформатора	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.	газосодержания в трансформаторном масле.	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.	РД 34.45-51.300-97 РД 34.43.107-95 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 РД 34.45-51.300-97 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 поверхности и прорастание по ним разряда.	Хроматографический анализ растворенных в масле газов. Измерение оптической мутности трансформаторного масла.	Необходимость проведения хроматографического анализа растворенных в масле газов определяется техническим руководителем предприятия по совокупности результатов испытаний вводов. Необходимость анализа оптической мутности масла и периодичность контроля определяется техническим руководителем предприятия после 10 лет эксплуатации ввода.	РД 34.45-51.300-97 РД 34.46.302-00 (РД 153.34.0-46.302-00) РД 34.46.303-98
	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	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)	РД 34.45-51.300-97

				узловых подстанциях.	0 ≤ Δγ/γ ≤ 0,5; 6 месяцев при значениях в % 0,5 < |Δtgδ$_{из.}$| ≤ 0,2 и (или) 0,5 < Δγ/γ ≤ 2,0; 330-500 кВ: 6 месяцев при значениях в % 0 ≤ |Δtgδ$_{из}$| ≤ 0,5 и (или) 0 ≤ Δγ /γ ≤ 0,5; 3 месяца при значениях в % 0,5 < |Δtgδ$_{из}$| ≤ 1,5 и (или) 0,5 <Δγ/γ ≤ 1,5; 750 кВ: 6 месяцев при значениях в % 0 ≤ |Δtgδ$_{из}$| ≤ 0,5 и (или) 0≤ Δγ/γ ≤ 0,5; 3 месяца при значениях в % 0,5 < |Δtgδ$_{из}$| ≤ 1,0 и (или) 0,5 < Δγ/γ ≤ 1,5;	
	6.5. Трансформаторное масло	Масло	Повреждение маслобарьерной изоляции с образованием внутреннего короткого замыкания. Возможны неисправности: нарушение герметичности трансформатора;	Измерение пробивного напряжения, тангенса угла диэлектрических потерь, кислотного числа, температуры вспышки в закрытом тигле, влагосодержания, содержания механических примесей,	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	ГОСТ 6581-75 ГОСТ 17216-71 ГОСТ 6370-83 ГОСТ 5985-79, ГОСТ 6581-75, ГОСТ 3484.3-88 РД 34.45-51.300-97 РД 34.43.107-95 РД 153-34.43.202 (РД 34.43-202) РТМ 34-70-65.3-83

			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 ее ресурса; глубокое окисление масла; коллоидное старение масла; изменение химического состава масла (окисленные продукты старения, металлы переменной валентности как продукты коррозии конструкционных материалов и др.).	растворимого шлама, антиокислительной присадки, оптической мутности трансформаторного масла.	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	РД 34.46.302-00 (РД 153-34.0-46.302-00) РД 34.46.303-98 РД 34.43.208-95 РД 34.43.105-89, РД 34.43.209-97, РД 34.43.212-00 (РД 153-34.1-43.212-00) РД 34.43.107-95

					потерь и емкость изоляции, и (или) контроль изоляции под рабочим напряжением. Необходимость испытаний определяется решением технического руководителя предприятия, исходя из местных условий .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 мегомметром; - испытания повышенным напряжением;	При проведении среднего ремонта согласно инструкции изготовителя.	ГОСТ 687-78; ГОСТ 1516.3; РД 34.45-51.300-97
		7.2. Токоведущий контур	- повышение электрического сопротивления контактов со временем вследствие окисления;	- измерение переходного сопротивления главного токоведущего контура;	При проведении текущего и среднего ремонта; не реже одного раза в пять лет.	ГОСТ 687-78; ГОСТ 8024-90; РД 34.45-51.300-97

			- ослабление контактных пружин; вследствие механических воздействий и воздействия токов КЗ;-	- контроль механических характеристик выключателя;		
		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.

10. Библиография

10.1. Правила эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей и Правила безопасности при эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей. 3-е издание переработанное и дополненное. 1992 г.

10.2. Теплотехнические испытания котельных установок, М., Энергоиздат, 1991 г.

10.3. Сборник распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть. Часть 1.

10.4. DIN EN 45002-1990 Лаборатории испытательные. Общие критерии оценки.

10.5. ГОСТ Р 1.5 – 2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения.

10.6. ГОСТ Р 1.4 – 2004 Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения.

10.7. ГОСТ Р 1.12 – 2004 Стандартизация в Российской Федерации. Термины и определения.

10.8. ГОСТ Р 51901.2-2005. Менеджмент риска. Системы менеджмента надежности.

10.9. ГОСТ 22.0.05-94 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения.

10.10. ГОСТ Р 51751 – 2001. Контроль неразрушающий состояния материала ответственных высоконагруженных элементов технических систем, подвергаемых интенсивным термосиловым воздействиям. Общие требования к порядку выбора методов.

10.11. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования безопасности. (1 – I – 95).

10.12. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

10.13. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

10.14. ГОСТ 12.2.007.0-75 ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности. (1 – VIII – 78) (2– VIII – 81) (3 – I – 84) (4 – IX – 88).

10.15. ГОСТ Р-50831-95 Установки котельные. Тепломеханическое оборудование. Общие технические требования.

10.16. ГОСТ 1516.1-76 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кв. Требования к электрической прочности изоляции. ИПК Издательство стандартов, 1999.

10.17. ГОСТ 21023-75. Трансформаторы силовые. Методы измерений характеристик частичных разрядов при испытаниях напряжением промышленной частоты.

10.18. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия.

10.19. ГОСТ 16110-82. Трансформаторы силовые. Термины и определения.

10.20. ГОСТ 2.601-95. ЕСКД. Эксплуатационные документы.

10.21. ГОСТ 2.602-95. ЕСКД. Ремонтные документы.

10.22. ГОСТ 27.301-95. Надежность в технике. Расчет надежности. Основные положения.

10.23. ГОСТ 27.310-95. Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения.

10.24. ГОСТ 27.410-87. Надежность в технике. Методы контроля показателей надежности и планы контрольных испытаний на надежность.

10.25. ГОСТ 26656-85. Техническая диагностика. Контролепригодность. Общие требования.

10.26. ГОСТ 27518-87. Диагностирование изделий. Общие требования.

10.27. ГОСТ 23660—79. Система технического обслуживания и ремонта техники. Обеспечение ремонтопригодности при разработке изделий.

10.28. ГОСТ 24278-89. Установки турбинные паровые стационарные для привода электрических генераторов ТЭС.

10.29. ГОСТ 29328-92. Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия.

10.30. РД 34.20.601-96. Методические указания по совершенствованию системы технического обслуживания и ремонта энергоблоков и энергоустановок ТЭС на основе ремонтного цикла с назначенным межремонтным ресурсом.

10.31. РД 24.033.03-88. Методические указания. Клапаны регулирующие паровых турбин. Методы повышения вибрационной надежности.

10.32. РД 24.033.04-88. Методические указания. Методика комплексных вибрационных испытаний энергетических агрегатов.

10.33. РД 34.20.581-96. Методика оценки технического состояния паротурбинных установок до и после ремонта и в период между ремонтами.

10.34. РД 153-34.1-30.311-96. Методические указания по проведению экспресс – испытаний паровых турбин ТЭС.

10.35. РД 24.020.11-93. Соединения сварные стационарных паровых, газовых и гидравлических турбин. Правила контроля и нормы оценки качества.

10.36. СО 153-34-17.471-2003. Методические указания по определению характеристик жаропрочности и долговечности металла котлов, турбин и трубопроводов: /Утв. Приказом Минэнерго РФ от 30.06.2003. №

271.

10.37. РД 10-210-98. Методические указания по проведению технического освидетельствования металлоконструкций паровых и водогрейных котлов с изменением №1. РД И10-363(210)-00 Изменение №1 к Методическим указаниям по проведению технического освидетельствования металлоконструкций паровых и водогрейных котлов.

10.38. РД 153-34.1-17.467-2001 Оценка состояния сварных соединений паропроводов.

10.39. Методические указания по наладке трубопроводов тепловых электростанций, находящихся в эксплуатации. СПО. Союзтехэнерго 1981.

10.40. РД 10-197-98 Инструкция по оценке технического состояния болтовых и заклепочных соединений.

Приложение А
(рекомендуемое)

Заявка 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 _____ _____

(должность) (Ф.И.О., подпись)

Исполнитель

_____

(Ф.И.О., № телефона)

Приложение Б
(обязательное)

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 объем работ, проведенных при обследовании, соответствует требованиям СТО «Тепловые электрические станции. Методики оценки состояния основного оборудования»

Анализ результатов обследования, отраженных 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 расчетных параметрах пара с суммарной наработкой _____ часов.

2. Пароперепускные трубы котла _____ ст. № _____ **считать пригодным к дальнейшей эксплуатации** на _____ часов на расчетных 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

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 разъема.	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Замена арматуры данного сортамента.
	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 разъема; 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
	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 разъемы корпусных деталей	Нарушение плотности корпуса вследствие образования трещин ползучести и термоусталости в шпилечных гнездах 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 разъемы корпусных деталей	Возникновение задевания из-за обрывов стяжных болтов, коробления и образования трещин на поверхности фланцевого разъема	Угроза жизни и здоровью персонала ТЭС. Пожар в машинном зале. Замена турбогенератора.
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.
	Ротор́	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.
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.

Ключевые слова: тепловые электрические станции, турбины, котлы, паропроводы, турбогенераторы, генераторные выключатели, силовые трансформаторы, методы и нормы технического диагностирования, анализ риска, продление срока эксплуатации.

Руководитель организации-разработчика
ОАО «ВТИ»
наименование организации
Генеральный директор _____ Г.Г. Ольховский
должность личная подпись инициалы, фамилия

Руководитель разработки Заместитель
генерального директора _____ В.Ф. Резинских
должность личная подпись инициалы, фамилия

Исполнители:
Заведующий отделением _____ Е.А. Гринь
должность личная подпись инициалы, фамилия
Заведующий лабораторией _____ В.И. Гладштейн
должность личная подпись инициалы, фамилия
Ведущий научный сотрудник _____ А.А. Римов
должность личная подпись инициалы, фамилия
Заведующий отделением _____ В.Ф. Гуторов
должность личная подпись инициалы, фамилия
Ведущий научный сотрудник _____ Г.Д. Авруцкий
должность личная подпись инициалы, фамилия
Заведующий лабораторией _____ А.Л. Шварц
должность личная подпись инициалы, фамилия
Заведующий лабораторией _____ Ю.П. Енякин
должность личная подпись инициалы, фамилия
Заведующий лабораторией _____ А.Г. Ванштейн
должность личная подпись инициалы, фамилия
Заведующий сектором _____ М.Н. Майданик
должность личная подпись инициалы, фамилия

СОИСПОЛНИТЕЛИ
Руководитель организации- соисполнителя
Департамент технического аудита и генеральной инспекции ОАО «РАО ЕЭС России»
наименование организации
Начальник департамента _____ М.Ю. Львов

должность		личная подпись	инициалы, фамилия
Руководитель организации- соисполнителя ОАО «ВНИИЭ» наименование организации			
Исполнительный директор		_____	Ю.И. Моржин
должность		личная подпись	инициалы, фамилия
Руководитель разработки	Заместитель исполнительного директора	_____	Ю.Г. Шакарян
	должность	личная подпись	инициалы, фамилия
Исполнители:	Заведующий отделом	_____	Л.В. Тимашова
	должность	личная подпись	инициалы, фамилия
	Заведующий отделом	_____	В.А. Пикульский
	должность	личная подпись	инициалы, фамилия
	Заведующий лабораторией	_____	Ю.Н. Львов
	должность	личная подпись	инициалы, фамилия
	Заведующий сектором	_____	И.Л. Шлейфман
	должность	личная подпись	инициалы, фамилия
Руководитель организации- соисполнителя НПО «ЦКТИ» наименование организации			
Генеральный директор		_____	Ю.К. Петреня
должность		личная подпись	инициалы, фамилия
Руководитель разработки	Заведующий отделом	_____	А.И. Рыбников
	должность	личная подпись	инициалы, фамилия
Исполнитель	Старший научный сотрудник	_____	М.Ю. Баландина
	должность	личная подпись	инициалы, фамилия

СОДЕРЖАНИЕ

1. Область применения
2. Нормативные ссылки
3. Термины, определения, обозначения и сокращения
4. Подтверждение соответствия основного оборудования ТЭС
5. Технические устройства, их основные элементы, определяющие безопасную эксплуатацию ТЭС
6. Классификационная шкала работоспособности оборудования
7. Менеджмент риска применительно к основному оборудованию ТЭС
7.1. Зоны максимального риска
7.2. Идентификация опасностей
7.3. Анализ риска эксплуатации оборудования
7.4. Прогнозирование технического состояния оборудования
7.5. Действия эксплуатирующей организации по внедрению менеджмента риска
8. Порядок проведения работ при продлении срока эксплуатации оборудования сверх назначенного срока
8.1. Общие положения
8.2. Организация работ по продлению срока безопасной эксплуатации оборудования
8.3. Нормативная документация, регламентирующая порядок продления срока безопасной эксплуатации основного оборудования ТЭС
9. Требования по выполнению технического диагностирования/контроля элементов основного оборудования ТЭС
10. Библиография

Приложения

А Заявка на проведение работ по подтверждению соответствия
Б Решение по установлению возможности и срока безопасной эксплуатации
В Прогноз последствий отказов/аварий элементов основного оборудования ТЭС