ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 59246— 2020

ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ

Учет фактически выработанного и оценка остаточного ресурсов

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2020

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Российский концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях» (АО «Концерн Росэнергоатом»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 322 «Атомная техника»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 10 декабря 2020 г. № 1279-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, оформление, 2020

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины и определения 2
4 Общие положения 2
5 Порядок обоснования и установления ресурсных характеристик, порядок управления ресурсом и учета выработанного ресурса турбогенераторов 4
6 Сбор, систематизация и хранение данных по турбогенераторам 11
7 Оценка остаточного ресурса турбогенераторов 12
8 Порядок продления срока службы турбогенераторов 13
Приложение А (справочное) Перечень параметров, определяющих ресурс турбогенераторов, для которых устанавливают ресурсные характеристики 14
Приложение Б (справочное) Допустимые значения сопротивления изоляции, коэффициента абсорбции и токов утечки 15
Приложение В (справочное) Нормы допустимых отклонений сопротивления постоянному току 17
Приложение Г (справочное) Предельные значения вибрации турбогенераторов и их возбудителей 18
Приложение Д (справочное) Формы оформления сведений для формирования электронного эксплуатационного дела изделия по турбогенератору 19
Библиография 21

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ТУРБОГЕНЕРАТОРЫ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ

Учет фактически выработанного и оценка остаточного ресурсов

Turbogenerators of nuclear power plants.
Accounting for actually worked out and estimation of residual resource

Дата введения — 2021—02—01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает требования к учету фактически выработанного ресурса и оценке остаточного ресурса турбогенераторов атомных станций.

1.2 Настоящий стандарт распространяется на стационарные трехфазные синхронные генераторы, предназначенные для выработки электрической энергии при соединении с паровыми турбинами (далее — турбогенераторы), находящиеся в эксплуатации на блоках атомных станций с водо-водяными энергетическими реакторами, канальными реакторами большой мощности, энергетическими гетерогенными петлевыми реакторами и реакторами на быстрых нейтронах и включенные в программу управления ресурсом оборудования и трубопроводов блока атомной станции.

1.3 Настоящий стандарт предназначен для применения в составе комплекса стандартов «Учет фактически выработанного ресурса и оценка остаточного ресурса» при эксплуатации блоков атомной станции, в том числе при продлении срока эксплуатации, включая подготовку к выводу из эксплуатации блоков атомных станций.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 10169 Машины электрические трехфазные синхронные. Методы испытаний

ГОСТ 11828 Машины электрические вращающиеся. Общие методы испытаний

ГОСТ 18442 Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования

ГОСТ ИСО 10816-1 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 1. Общие требования

ГОСТ Р 8.932 Государственная система обеспечения единства измерений. Требования к методикам (методам) измерений в области использования атомной энергии. Основные положения

ГОСТ Р 55191 (МЭК 60270:2000) Методы испытаний высоким напряжением. Измерения частичных разрядов

ГОСТ Р 55265.2 (ИСО 10816-2:2009) Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 2. Стационарные паровые турбины и генераторы мощностью более 50 МВт с рабочими частотами вращения 1500, 1800, 3000 и 3600 мин$^{-1}$

ГОСТ Р 56511 Контроль неразрушающий. Методы теплового вида. Общие требования

ГОСТ Р 56512 Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод. Типовые технологические процессы

ГОСТ Р 58341.1 Элемент блока атомной станции. Порядок управления ресурсом

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указате-

Издание официальное

лю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения. Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по [1], [2], а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **критерий оценки технического состояния:** Признак или совокупность признаков, установленных в проектной (конструкторской) или нормативной документации, характеризующих работоспособное состояние объекта.

3.2 **модернизация:** Усовершенствование, улучшение, обновление элемента, приведение его в соответствие с новыми требованиями и нормами, техническими условиями.

3.3 **турбогенератор:** Синхронный генератор, приводимый во вращение от паровой турбины.

3.4 **эксплуатирующая организация:** Организация, созданная в соответствии с законодательством Российской Федерации и признанная в порядке и на условиях, установленных Правительством Российской Федерации, соответствующим органом управления использованием атомной энергии пригодной эксплуатировать ядерную установку, радиационный источник или пункт хранения и осуществлять собственными силами или с привлечением других организаций деятельность по размещению, проектированию, сооружению, эксплуатации и выводу из эксплуатации ядерной установки, радиационного источника или пункта хранения, а также деятельность по обращению с ядерными материалами и радиоактивными веществами.

3.5 **электронное дело изделия:** Систематизированная совокупность данных, формируемая в автоматизированной системе управления данными об изделии на стадиях разработки и производства, сопровождаемая на последующих стадиях жизненного цикла изделия и включающая сведения об особенностях конструкции изделия, его изготовлении, техническом обслуживании, ремонте, модификации, а также о техническом состоянии изделия и его составных частей.

4 Общие положения

4.1 Требования по управлению ресурсом устанавливают для следующих типов турбогенераторов:

- активные части которых охлаждаются воздухом типов Т-12-2У3, ТАП-12-2У3;
- активные части которых охлаждаются жидкостью (дистиллированной водой) типов ТЗВ-890, ТЗВ-1200;
- с комбинированной системой охлаждения (водород и дистиллированная вода) типов ТГВ-200, ТВВ-220, ТВВ-500, ТВВ-1000.

4.2 Учет фактически выработанного ресурса (далее — выработанного ресурса) и оценку остаточного ресурса турбогенераторов, являющиеся частью работ по управлению ресурсом турбогенераторов, осуществляют с целью:

- обеспечения эксплуатации турбогенераторов в период назначенного и продленного сроков службы;
- обеспечения требуемого технического состояния, ресурсных характеристик и требуемой надежности турбогенераторов в течение назначенного и продленного сроков службы;
- своевременного выполнения мероприятий по контролю технического состояния и управлению ресурсом турбогенераторов в течение назначенного и продленного сроков службы;
- обеспечения периодической оценки соответствия текущих ресурсных характеристик турбогенераторов требованиям, установленным в нормативных документах, проектной (конструкторской) документации.

4.3 Потенциальные механизмы старения материалов конструктивных элементов турбогенератора при типовых режимах эксплуатации приведены в таблице 1.

Таблица 1 — Механизмы старения материалов конструктивных элементов турбогенератора

Наименование конструктивного элемента	Механизмы старения			
	Механический износ	Изменение структуры материала	Термическая деградация	Коррозия
Статор:				
сердечник статора	–	–	–	+
обмотки (изоляция)	+	+	+	–
элементы крепления пазовой и лобовых частей статора	+	+	+	–
соединительные и выводные шины	+	+	+	–
выводы обмотки статора	–	+	–	+
соединительные шланги обмотки статора	–	+	+	–
Ротор:				
вал ротора	+	+	–	+
обмотка ротора (изоляция)	+	+	+	–
бандажные и упорные кольца	+	+	–	+
элементы крепления лобовых частей ротора	+	+	+	+
вентиляторы	+	+	–	+
пазовые клинья	+	+	–	–
элементы демпферной системы	+	+	–	–
токопровод	–	+	–	+
Щеточный аппарат	+	+	+	–
Подшипники	+	+	–	–
Примечание — «+» — наличие механизма старения, «–» — отсутствие механизма старения.				

4.4 Параметры, определяющие техническое состояние турбогенератора, приведены в таблице 2.

Таблица 2 — Параметры, определяющие техническое состояние турбогенератора

Контролируемый эффект старения конструктивного элемента	Параметры, определяющие техническое состояние
Изменение электрических свойств	Сопротивление изоляции статора и ротора, электрические параметры (напряжение, сила тока)
Растрескивание (металла конструкций, изоляции обмоток)	Характеристики трещин (протяженность, глубина, раскрытие, ориентация в пространстве)
Выкрашивание (питтинг) подшипников	Отсутствие дефектов
Изменение геометрических размеров	Геометрические размеры (зазор в трущемся узле, толщина, длина или высота, диаметр)
Коррозия металлоконструкций	Площадь повреждения, толщина стенок металлоконструкций

5 Порядок обоснования и установления ресурсных характеристик, порядок управления ресурсом и учета выработанного ресурса турбогенераторов

5.1 Порядок обоснования и установления ресурсных характеристик турбогенераторов

5.1.1 Учет фактически выработанного ресурса турбогенератора включает в себя следующее:

- обоснование и установление ресурсных характеристик турбогенератора для технических параметров, определяющих ресурс турбогенератора;
- мониторинг установленных ресурсных характеристик, включая контроль и оценку технического состояния конструктивных элементов турбогенератора.

5.1.2 В соответствии с требованиями [1] в конструкторской (проектной) документации на турбогенераторы, включаемые в программу управления ресурсом, должны быть установлены и обоснованы ресурсные характеристики и критерии оценки ресурса. Ресурсные характеристики турбогенераторов (далее — ресурсные характеристики) приводят в паспортах (формулярах) на турбогенераторы.

5.1.3 Для турбогенераторов, которые сконструированы до ввода в действие [1], установление и обоснование ресурсных характеристик должны быть выполнены эксплуатирующей организацией с учетом [2]. Ресурсные характеристики вносят в паспорта турбогенераторов на основании решения эксплуатирующей организации.

5.1.4 Перечень технических параметров, определяющих ресурс турбогенераторов, для которых следует устанавливать ресурсные характеристики, приведен в приложении А.

5.1.5 Выбор технических параметров, определяющих ресурс турбогенераторов, обосновывают с учетом:

- опыта конструирования, изготовления, монтажа, ввода в эксплуатацию, эксплуатации и вывода из эксплуатации электротехнического оборудования;
- результатов опытной эксплуатации прототипов (головных образцов);
- результатов расчетов остаточного ресурса;
- результатов измерений при испытаниях, в том числе результатов измерений при испытаниях на ускоренное старение;
- механизмов старения и деградации электротехнического оборудования.

5.1.6 Для установления и обоснования ресурсных характеристик допускается использовать.

- ресурсные характеристики, приведенные в паспортах турбогенераторов;
- результаты оценки технического состояния и остаточного ресурса турбогенераторов, которые проводят для обоснования продления срока службы турбогенераторов;
- расчетные обоснования ресурсных характеристик;
- рекомендации [2];
- результаты мониторинга ресурсных характеристик при выполнении программ управления ресурсом.

5.1.7 Конструкторская (проектная) организация на стадии проектирования должна определить и обосновать в конструкторской (проектной) документации предельные значения технических параметров, определяющих ресурс турбогенераторов, по каждой из установленных для этого оборудования ресурсной характеристике в соответствии с требованиями:

- норм и правил [1];
- норм и правил по эксплуатации, испытаниям и устройству электроустановок;
- документов по стандартизации, включенных в [3].

5.2 Порядок управления ресурсом и учета выработанного ресурса турбогенераторов

5.2.1 Общие принципы и требования к процедурам управления ресурсом турбогенераторов устанавливают в соответствии с ГОСТ Р 58341.1.

5.2.2 В соответствии с требованиями ГОСТ Р 58341.1, [1] эксплуатирующая организация разрабатывает программу управления ресурсом. В программу управления ресурсом включают турбогенераторы в соответствии с рекомендациями [2].

5.2.3 Учет выработанного ресурса и определение остаточного ресурса турбогенераторов проводят в рамках выполнения программ управления ресурсом в соответствии с ГОСТ Р 58341.1.

5.2.4 Результаты работ по выполнению программы управления ресурсом и выполнению работ по регламенту контроля технического состояния турбогенераторов вносят в базу данных по управлению ресурсом и используют для учета выработанного и оценки остаточного ресурсов.

5.2.5 Срок службы турбогенераторов на этапе эксплуатации может быть сокращен:

- при выявлении ускоренной деградации по результатам измерений технических параметров, определяющих ресурс турбогенератора при эксплуатации, которая может привести к ускоренному исчерпанию ресурсных характеристик;
- при повреждениях турбогенераторов, которые могут привести к ускоренному исчерпанию ресурсных характеристик;
- при выявлении новых механизмов деградации, которые требуют изменения ресурсных характеристик или введения дополнительных ресурсных характеристик, которые могут быть исчерпаны ранее установленного срока службы.

5.2.6 Срок службы турбогенераторов может быть продлен, если по результатам эксплуатации и контроля выявлено, что ресурсные характеристики на момент истечения установленного срока службы не будут выработаны. Продление срока службы проводят в соответствии с требованиями раздела 8.

5.2.7 Организация работ по управлению ресурсом и учету выработанного ресурса турбогенераторов осуществляется эксплуатирующей организацией.

5.2.8 Параметры и критерии оценки технического состояния (качественные и/или количественные показатели) конструктивных элементов турбогенератора приведены в таблице 3. В случае необходимости использования иных критериев оценки технического состояния конструктивных элементов турбогенератора организация, выпускающая конструкторскую (проектную) документацию, приводит обоснование необходимости использования иных критериев.

Таблица 3 — Параметры и критерии оценки технического состояния конструктивных элементов турбогенератора

Наименование конструктивного элемента	Определяющий параметр технического состояния	Критерии оценки технического состояния
Статор:		
сердечник статора	Трещины, коррозия, расслаивание	Не допускаются
обмотки (изоляция)	Сопротивление изоляции	Приведены в приложении Б
	Трещины, истирание	Не допускаются
элементы крепления пазовой и лобовых частей статора	Трещины, коррозия	Не допускаются
соединительные и выводные шины	Трещины, коррозия	Не допускаются
выводы обмотки статора	Сопротивление изоляции	Приведены в приложении Б
соединительные шланги обмотки статора	Трещины, коррозия, расслаивание	Не допускаются
Ротор:		
вал ротора	Трещины	Не допускаются
обмотка ротора (изоляция)	Сопротивление изоляции	Приведены в приложении Б
бандажные и упорные кольца	Трещины, коррозия	Не допускаются
элементы крепления лобовых частей ротора	Трещины, коррозия	Не допускаются
вентиляторы	Трещины, коррозия	Не допускаются

Окончание таблицы 3

Наименование конструктивного элемента	Определяющий параметр технического состояния	Критерии оценки технического состояния
пазовые клинья	Трещины, коррозия	Не допускаются
элементы демпферной системы	Трещины, коррозия	Не допускаются
токопровод	Трещины, коррозия	Не допускаются
Статор и ротор	Воздушный зазор между статором и ротором генератора	В соответствии с 5.3.9.4
Щеточный аппарат (щетки)	Длина, профиль	В соответствии с руководством по эксплуатации
Подшипники	Количество дефектов поверхности антифрикционного слоя: а) наличие трещин б) выкрашивание части сплава в) отставание сплава от вкладыша	Не допускаются
	Зазоры	В соответствии с руководством по эксплуатации
Турбогенератор	Технологические параметры [сила тока, напряжение, частота тока, температура подшипников, температура металла статора, утечка воздуха при избыточном давлении воздуха не менее номинального давления водорода (для турбогенераторов с водородным охлаждением)]	В соответствии с техническими условиями, руководством по эксплуатации

5.3 Мониторинг ресурсных характеристик турбогенератора

5.3.1 Мониторинг ресурсных характеристик турбогенератора, включая контроль технического состояния и диагностирование конструктивных элементов турбогенератора, осуществляют для турбогенераторов, включенных в программу управления ресурсом оборудования, ресурс которого подлежит управлению, с целью периодической оценки технического состояния и выявления действия механизмов старения и деградации этого оборудования. Мониторинг ресурсных характеристик турбогенератора осуществляют в рамках технического обслуживания и ремонта оборудования.

5.3.2 Организацию работ по мониторингу ресурсных характеристик турбогенератора осуществляет эксплуатирующая организация с привлечением (при необходимости) специализированных организаций.

5.3.3 Мониторинг ресурсных характеристик турбогенератора включает в себя следующие этапы:

- проверку наличия необходимой технической документации;
- проверку соблюдения условий эксплуатации;
- проведение анализа эксплуатационной надежности;
- проверку соблюдения регламента технического обслуживания и ремонта;
- проведение визуального осмотра конструктивных элементов турбогенератора, измерений текущих значений контролируемых параметров, определяющих ресурс (ресурсных характеристик) в соответствии с 5.2.8;
- сопоставление результатов визуального осмотра элементов турбогенератора, измерений текущих значений контролируемых параметров, определяющих ресурс, с критериями оценки технического состояния в соответствии с 5.2.8;
- оформление документов по результатам проведенного мониторинга.

5.3.4 При проведении мониторинга ресурсных характеристик учитывают следующую информацию:

- паспортные данные турбогенератора;
- данные о техническом состоянии турбогенератора на начальный момент эксплуатации;

- данные о текущем техническом состоянии турбогенератора с результатами измерений и обследований;
- данные мониторинга фактических условий эксплуатации турбогенератора;
- результаты расчетов, оценок, предварительных прогнозов и заключений.

5.3.5 Контроль и измерение параметров технического состояния турбогенератора, влияющие на его ресурс, проводят в течение всего срока эксплуатации на атомной станции.

Результаты проведенного мониторинга оформляют документально с регистрацией результатов проведения измерений, результатов измерений при испытаниях, контроле (включая акты и протоколы с результатами измерений) для возможности последующей оценки остаточного ресурса и прогнозирования последующего процесса деградации.

Методы (методики) измерений, применяемые при измерениях (в т. ч. при испытаниях и контроле), должны быть аттестованы в соответствии с ГОСТ Р 8.932. Результаты измерений (в т. ч. при испытаниях и контроле) должны быть указаны с погрешностью или неопределенностью в соответствии с требованиями [4].

5.3.6 По результатам проведенного мониторинга эксплуатирующая организация принимает решение о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации турбогенератора, включая разработку мероприятий по уменьшению воздействия механизмов старения.

5.3.7 Оценку технического состояния турбогенератора проводят на основании анализа данных:
- по наработке конструктивных элементов турбогенератора с начала эксплуатации;
- эксплуатационным параметрам турбогенератора (напряжение, сила тока, частота тока, температура активных частей статора);
- значениям параметров состояния конструктивных элементов турбогенератора в соответствии с таблицей 2;
- результатам осмотров и испытаний в соответствии руководством по эксплуатации;
- износу конструктивных элементов турбогенератора.

5.3.8 Состояние турбогенератора признают работоспособным при выполнении следующих условий:
- фактическая наработка конструктивных элементов турбогенератора не превышает значений назначенного ресурса, указанного в конструкторской документации,
- значения параметров технического состояния турбогенератора соответствуют требованиям проектной, конструкторской документации;
- значения технических параметров турбогенератора, его конструктивных элементов, в т. ч. параметров технологических сред, соответствуют значениям, указанным в проектной, конструкторской документации.

В случае признания состояния турбогенератора неработоспособным, принимают решение о необходимости выполнения технического обслуживания и ремонта (ТОиР) или замены конструктивных элементов турбогенератора.

5.3.9 Контроль технического состояния и диагностирование турбогенератора

5.3.9.1 Испытание сопротивления изоляции повышенным напряжением с измерением тока утечки

Измерение сопротивления изоляции проводят для всех типов турбогенераторов, перечисленных в 4.1.

Методы измерений при испытаниях и контроле сопротивления изоляции принимают по ГОСТ 10169, ГОСТ 11828. Методы (методики) измерений, применяемые при измерениях (в т. ч. при испытаниях и контроле), должны быть аттестованы в соответствии с ГОСТ Р 8.932. Результаты измерений (в т. ч. при испытаниях и контроле) должны быть указаны с погрешностью или неопределенностью в соответствии с требованиями [4]. Конструктивные элементы, на которых проводят измерение изоляции, виды испытаний, предельные значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции (предельное состояние) приведены в таблице Б.1 приложения Б.

Сопротивление изоляции измеряют мегаомметром, напряжение которого выбирают в соответствии с таблицей Б.1 приложения Б.

Сопротивление изоляции обмоток статора турбогенераторов с водяным охлаждением измеряют без воды в обмотке, после продувки ее водяного тракта сжатым воздухом при соединенных с экраном мегаомметра водосборных коллекторах, изолированных от внешней системы охлаждения.

Для генераторов, находящихся в эксплуатации, испытательное выпрямленное напряжение принимают равным 1,6 от испытательного напряжения промышленной частоты, но не выше напряжения, которым испытывался генератор при вводе в эксплуатацию.

При оценке результатов токи утечки не нормируют, но по характеру зависимости их от испытательного напряжения, асимметрии токов по фазам или ветвям и характеру изменения токов утечки в течение одноминутной выдержки делают заключение о степени увлажнения изоляции и наличии дефектов.

Измерение тока утечки проводят по ГОСТ 11828. Резкое возрастание тока утечки, непропорциональное росту приложенного напряжения, особенно на последних ступенях напряжения (перегиб в кривой зависимости токов утечки от напряжения), является признаком местного дефекта изоляции, если оно происходит при испытании одной фазы обмотки, или признаком увлажнения, если оно происходит при испытании каждой фазы.

Испытание изоляции полным испытательным напряжением в течение 1 мин с определением тока утечки последней ступени считают одновременно и испытанием электрической прочности изоляции выпрямленным напряжением.

У генераторов с водяным охлаждением изоляцию обмотки статора испытывают повышенным выпрямленным напряжением, если это позволяет конструкция. Допускается проводить испытания выпрямленным напряжением статорных обмоток, охлаждаемых водой, после полной осушки обмотки, методом вакуумирования.

Допустимые токи утечки приведены в таблице Б.2 приложения Б.

5.3.9.2 Измерение сопротивления обмоток статора, ротора постоянному току

Измерение сопротивления обмоток статора, ротора постоянному току проводят для всех типов турбогенераторов, перечисленных в 4.1. Измерение проводят в холодном состоянии генератора по ГОСТ 11828. Методы (методики) измерений, применяемые при измерениях (в т. ч. при испытаниях и контроле), должны быть аттестованы в соответствии с ГОСТ Р 8.932. Результаты измерений (в т. ч. при испытаниях и контроле) должны быть указаны с погрешностью или неопределенностью в соответствии с требованиями [4]. При сравнении результатов измеренных значений сопротивлений с данными организации-изготовителя или результатами измерений после замены оборудования данные значения сопротивлений должны быть приведены к одинаковой температуре, при которой проводились измерения в организации-изготовителе или измерения после замены конструктивных элементов. Предельные значения сопротивления постоянному току (предельные состояния) приведены в приложении В.

5.3.9.3 Измерение сопротивления обмотки ротора переменному току

Измерение сопротивления обмоток ротора переменному току проводят для всех типов турбогенераторов, перечисленных в 4.1.

Измерение проводят в целях выявления витковых замыканий в обмотках ротора. У неявнополюсных роторов выполняют измерение сопротивления всей обмотки. Измерение следует проводить при номинальном подводимом напряжении, но не более 200 В.

Сопротивление обмоток неявнополюсных роторов определяют на трех-четырех ступенях частоты, включая номинальную, и в неподвижном состоянии, поддерживая неизменными напряжение или ток. Сопротивление по полюсам или парам полюсов измеряют только при неподвижном роторе.

Для сравнения результатов с данными предыдущих измерений их следует проводить при аналогичном состоянии генератора (вставленный или вынутый ротор, разомкнутая или замкнутая накоротко обмотка статора) и при одних и тех же значениях питающего напряжения или тока.

Отклонения полученных результатов от данных предыдущих измерений или от среднего значения измеренных сопротивлений полюсов более чем на 5 %, а также скачкообразные снижения сопротивления при изменении частоты вращения могут указывать на возникновение междувитковых замыканий (предельное состояние). Окончательный вывод о наличии и числе замкнутых витков следует делать на основании результатов снятия характеристики короткого замыкания и сравнения ее с данными предыдущих измерений.

5.3.9.4 Определение зазора между статором и ротором и формы их поверхности

Определение зазора между статором и ротором и формы их поверхности проводят для всех типов турбогенераторов, перечисленных в 4.1.

Определение равномерности радиального зазора между статором и ротором и формы внутренней поверхности статора проводят по ГОСТ 10169.

У турбогенераторов мощностью 150 МВт и выше с непосредственным охлаждением проводников воздушные зазоры между статором и ротором генератора в диаметрально противоположных точках не должны отличаться друг от друга более чем на 5 % среднего значения, равного их полусумме; у остальных турбогенераторов — на 10 % (предельное состояние).

У возбудителей турбогенераторов мощностью 300 МВт воздушные зазоры между полюсами и якорем возбудителя в диаметрально противоположных точках не должны отличаться друг от друга более

чем на 5 % среднего значения, на 10 % — у возбудителей остальных генераторов (предельное состояние).

5.3.9.5 Испытание междувитковой изоляции обмотки статора на электрическую прочность

Испытание междувитковой изоляции обмотки статора на электрическую прочность проводят для всех типов турбогенераторов, перечисленных в 4.1.

Испытание междувитковой изоляции обмотки статора на электрическую прочность проводят по ГОСТ 11828. При эксплуатации испытание проводят после ремонтов генераторов с полной или частичной заменой обмотки статора.

Испытание проводят при холостом ходе генератора при повышении генерируемого напряжения до значения, равного 130 % номинального напряжения. Изоляция должна выдерживать испытание при наибольшем напряжении в течение 5 мин. При проведении испытания допускается повышать частоту вращения ротора до 115 % номинальной частоты вращения.

Предельное состояние межвитковой изоляции принимают в соответствии с конструкторской документацией на турбогенератор.

Междувитковую изоляцию рекомендуется испытывать одновременно со снятием характеристики холостого хода.

5.3.9.6 Измерение параметров вибрации

Измерение параметров вибрации проводят для статорных элементов всех типов турбогенераторов, перечисленных в 4.1.

Методы измерений параметров вибрации генераторных электроагрегатов в заданных точках конструкции и нормы вибрации при работе с номинальной частотой вращения принимают по ГОСТ ИСО 10816-1, ГОСТ Р 55265.2. Эксплуатационное состояние обмотки статора генераторов и систем ее крепления, а также сердечника статора оценивают по результатам осмотров при текущих и капитальных ремонтах. При обнаружении дефектов, обусловленных механическим взаимодействием элементов, проводят измерения вибрации лобовых частей обмотки и сердечника.

Предельные значения вибрации турбогенераторов и их возбудителей при работе с номинальной частотой вращения приведены в приложении Г.

5.3.9.7 Проверка газоплотности ротора, статора, газовой системы и корпуса турбогенератора в собранном виде

Проверку газоплотности проводят для турбогенераторов типа ТГВ-200 и серии ТВВ.

Газоплотность ротора и статора во время монтажа и ремонта проверяют согласно технической документации организации-изготовителя и по ГОСТ 10169.

С целью своевременного выявления утечек водорода газовую плотность водородной системы генератора проверяют не реже одного раза в месяц. Утечка водорода не должна превышать 5 % в сутки от общего объема газа в корпусе генератора, если в технических условиях (ТУ) или эксплуатационной документации на конкретный тип турбогенератора не установлено другое значение допустимой утечки.

Перед заполнением корпуса генератора водородом после подачи масла на уплотнения вала, проводят контрольную проверку газоплотности генератора вместе с газовой системой сжатым воздухом под давлением, равным номинальному рабочему давлению водорода. Продолжительность испытания — не менее 24 ч.

Суточная утечка водорода в генераторе должна быть не более значений (предельное состояние):

- 12 м^3 — для генераторов типов ТГВ 200, ТВВ-220, ТВВ-500;
- 18 м^3 — для генераторов типа ТВВ-1000.

Суточный расход с учетом продувок для поддержания чистоты водорода должен быть не более 10 % общего количества газа в турбогенераторе при рабочем давлении.

5.3.9.8 Проверка плотности трактов водяной системы охлаждения турбогенераторов

Проверку плотности трактов водяной системы охлаждения турбогенераторов проводят для турбогенераторов серий ТЗВ, ТВВ и типа ТГВ-200.

Плотность системы вместе с коллекторами и соединительными шлангами проверяют гидравлическими испытаниями конденсатом или обессоленной водой. Предварительно через систему прокачивают горячую воду температурой от 60 °С до 80 °С в течение не менее 12 ч. Рекомендуется проводить от двух до трех циклов нагрева и остывания.

Плотность системы проверяют избыточным статическим давлением воды, значение давления в соответствии с указаниями ТУ или руководств по эксплуатации. Продолжительность испытания — не менее 24 ч.

При испытаниях падение давления при неизменной температуре и утечке воды не должно быть более чем на 0,5 % давления до начала испытаний (предельное состояние), если в ТУ или эксплуатационной документации на конкретный тип турбогенератора не установлено другое значение допустимого падения давления.

5.3.9.9 Контроль теплового состояния

Контроль теплового состояния (испытание на нагревание) проводят для элементов всех типов турбогенераторов, перечисленных в 4.1. Контроль теплового состояния элементов турбогенератора с применением средств контроля в инфракрасном диапазоне осуществляют по ГОСТ Р 56511. Испытание проводят при температурах охлаждающих сред, близких к номинальным, и нагрузке составляющей 60 %, 75 %, 90 %, 100 % номинальной при вводе в эксплуатацию, но не позже, чем через 6 мес после завершения монтажа и включения генератора в сеть.

Испытания на нагревание проводят после полной замены обмотки статора или ротора или реконструкции системы охлаждения.

По результатам испытаний при вводе в эксплуатацию оценивают соответствие нагревов требованиям конструкторской документации, устанавливают наибольшие допустимые в эксплуатации температуры обмоток и стали генератора, составляют карты допустимых нагрузок при отклонениях от номинальных значений напряжения на выводах и температур охлаждающих сред.

При эксплуатации контрольные испытания проводят не реже одного раза в 10 лет, а для машин, отработавших более 25 лет, — не реже одного раза в пять лет.

Результаты сравнивают с исходными данными, полученными при вводе в эксплуатацию. Предельные отклонения в нагревах не должны превышать 5 °С при номинальном режиме, а температуры не должны быть более допускаемых по требованиям конструкторской документации.

5.3.9.10 Измерение уровня частичных разрядов

Измерение уровня частичных разрядов проводят для всех типов турбогенераторов, перечисленных в 4.1.

Контроль технического состояния осуществляют посредством контроля изменения значения наибольшей повторяющейся амплитуды частичных разрядов в изоляции обмотки статора.

Удвоение амплитуды частичных разрядов за 6 мес является признаком действия разрушающих механизмов — загрязнением обмотки в лобовой части, вибрацией стержней в пазу, разрушением из-за перегревов, некачественным соединением.

Диагностические средства и методы измерения частичных разрядов принимают по ГОСТ Р 55191.

Примечание — Наибольшая повторяющаяся амплитуда частичных разрядов: наибольшее значение, зарегистрированное системой измерений, которое проявляется в виде серии импульсов или значение, связанное с оценкой повторяющихся импульсов частичных разрядов с частотой 10 импульсов в секунду, которое может быть непосредственно получено из распределения импульсов по амплитуде.

Для дифференциации разрушающих механизмов проводят анализ диаграммы распределения импульсов по фазе переменного напряжения.

5.3.9.11 Контроль технического состояния поверхности металла ротора

Контроль технического состояния поверхности металла ротора проводят для всех типов турбогенераторов, перечисленных в 4.1.

Контроль состояния поверхности металла на наличие трещин, коррозионных повреждений проводят с использованием магнитопорошкового (в соответствии с ГОСТ Р 56512) и/или капиллярного (цветная дефектоскопия в соответствии с ГОСТ 18442) методов.

Контролю подвергают кольцевые маслоуловительные канавки, галтельные переходы, вентиляционные зубцы, упорные гребни водородных уплотнений вала, места установки упорных планок центрирующих колец роторов с двухпосадочной конструкцией бандажных узлов, поверхность бочки ротора вблизи носика бандажных колец и стыков пазовых клиньев.

Подкаленные участки выявляют металлографическим методом или на основании измерения твердости. Контролю подвергают поверхности бочки ротора на посадочных поверхностях, в зонах стыков пазовых клиньев, на шейках вала.

Предельные состояния для металла ротора:

- образование трещин в зонах подвода охлаждающего газа под корзину лобовых частей («звездочка ротора») по механизму фреттинг-усталости;

- образование усталостных трещин в зонах галтельных переходов, маслоуловительных канавок и т. п. по механизму многоцикловой усталости;

- образование трещин в хвостовых частях ротора по механизму малоцикловой усталости вследствие многократной работы турбогенератора в анормальных режимах (короткое замыкание на зажимах турбогенератора и трансформатора, несинхронные включения—отключения);

- образование усталостных трещин на шейках вала из-за их подкала вследствие потери маслоснабжения и повреждения вкладыша подшипника;

- образование усталостных трещин в зонах токоподвода из-за подкалов металла вследствие двойных замыканий на землю.

5.3.9.12 Контроль технического состояния контрольно-измерительных приборов

Контроль технического состояния контрольно-измерительных приборов проводят для всех типов турбогенераторов, перечисленных в 4.1.

Осуществляют измерение сопротивления изоляции термопреобразователей сопротивления относительно корпуса турбогенератора. Измерение сопротивления изоляции термопреобразователей сопротивления вместе с соединительными проводами до клеммной коробки проводят мегаомметром 500 В.

Нормы сопротивления изоляции термопреобразователей сопротивления приведены в таблице Б.1 приложения Б.

Осуществляют измерение сопротивления термопреобразователей сопротивления при постоянном токе в холодном состоянии с проводами и без них, а также значение сопротивления соединительных проводов внутри турбогенератора для каждой измерительной цепи. Методы измерения сопротивления принимают по ГОСТ 10169, ГОСТ 11828.

Нормы сопротивления термометров сопротивления и сопротивления соединительных проводов (между концами двух проводов термометра сопротивления) устанавливают в соответствии с конструкторской документацией на турбогенератор.

6 Сбор, систематизация и хранение данных по турбогенераторам

6.1 Персонал атомной станции организует сбор, обработку, систематизацию, анализ и хранение информации по исходным и фактическим значениям параметров, определяющих установленные ресурсные характеристики турбогенераторов, отказам и нарушениям в работе, а также по режимам работы, включая переходные режимы, испытания, а также предаварийные ситуации и аварии. Указанную информацию следует хранить в течение всего срока службы турбогенератора в формате, позволяющем в случае необходимости оперативно на этапе эксплуатации провести сравнение исходных и фактических значений параметров, определяющих ресурсные характеристики турбогенераторов.

6.2 С момента выдачи турбогенератора в монтаж формируют электронное дело изделия, куда вводят следующие данные:

- паспортные данные на турбогенератор;

- данные изготовителей и монтажных организаций о наличии или отсутствии отклонений от конструкторской (проектной) документации на конструктивные элементы турбогенератора и от технологии его изготовления, данные о ремонтах и данные о дополнительных испытаниях;

- данные по организациям, оказывающим услуги эксплуатирующей организации по сопровождению эксплуатации и технической диагностике турбогенератора;

- сведения о наличии (или отсутствии) отклонений от конструкторской (проектной) документации на турбогенератор при его хранении и транспортировании;

- технические характеристики имеющихся отклонений (при их наличии) при изготовлении, хранении, транспортировании и монтаже;

- параметры испытаний турбогенератора при вводе в эксплуатацию;

- данные по опыту эксплуатации турбогенератора;

- данные по мониторингу фактических условий эксплуатации турбогенератора;

- данные по повреждениям, их накоплению и развитию, отказам и нарушениям в работе турбогенератора;

- данные по оценкам остаточного ресурса турбогенератора.

6.3 Мониторинг фактических условий эксплуатации турбогенераторов должен включать в себя контроль следующих параметров:

- температуры, атмосферного давления, влажности в местах размещения трансформаторного оборудования;

- уровней радиационного воздействия; сейсмических условий площадки;

- вибрационных характеристик, степени окисления смазки;
- степени нагружения оборудования в процессе эксплуатации;
- электромагнитной обстановки в местах размещения турбогенераторов;
- характеристик внешних воздействий, включая аварийные;
- результатов профилактических испытаний,
- неисправностей, их характера и способов устранения;
- количества и значения систематических и аварийных перегрузок;
- количества включений и отключений.

Формы оформления сведений и данных для электронного дела изделия приведены в приложении Д.

7 Оценка остаточного ресурса турбогенераторов

7.1 Общие положения

7.1.1 Оценку остаточного ресурса турбогенератора основывают на фактическом техническом состоянии составных частей турбогенератора и фактической выработки назначенного ресурса согласно разделу 5.

7.1.2 При оценке остаточного ресурса необходимо учитывать режимы работы и условия эксплуатации турбогенератора с момента ввода его в эксплуатацию.

7.1.3 Оценку остаточного ресурса турбогенератора проводят сравнением полученных значений выработанного ресурса турбогенератора с назначенным ресурсом, указанным в технической документации организации-изготовителя (ТУ, руководства по эксплуатации, паспорта), и прогнозом поведения определяющих параметров турбогенератора.

7.1.4 Оценку остаточного ресурса турбогенератора осуществляют расчетно-аналитическими и/или экспериментальными методами. Оценку остаточного ресурса осуществляют с периодичностью проведения ТОиР турбогенератора, по результатам оценки остаточного ресурса подтверждают характер изменения ресурсных характеристик оборудования турбогенератора до момента следующего проведения ТОиР.

7.1.5 Аналитическую оценку проводят путем периодического проведения анализа результатов контроля технического состояния турбогенератора с оформлением отчетов по прогнозированию поведения турбогенератора с целью расчетных подтверждений текущего состояния и оценки остаточного ресурса турбогенератора. Периодичность проведения оценки определяют по ГОСТ Р 58341.1 и [2].

7.1.6 Экспериментальную оценку остаточного ресурса проводят при ресурсных испытаниях отобранных образцов демонтируемого оборудования с оформлением отчетов по прогнозированию поведения аналогичного оборудования, находящегося в эксплуатации. По результатам испытаний выполняют экспериментальное подтверждение текущего состояния оборудования и оценку остаточного ресурса.

7.2 Порядок определения остаточного ресурса расчетно-аналитическими методами

7.2.1 Остаточный ресурс турбогенератора определяют методом экстраполяции, основанным на анализе устойчивых тенденций изменения параметров, полученных при регулярных наблюдениях за период эксплуатации турбогенератора и периодических плановых измерений параметров, определяющих состояние исследуемого оборудования (метод построения экстраполяционных и проектных трендов).

7.2.2 Модель зависимости определяющих параметров от времени эксплуатации выбирают исходя из характера их изменения при проведении периодических плановых измерений.

7.2.3 Определение остаточного ресурса турбогенератора

Остаточный ресурс турбогенератора определяют исходя из результатов оценки технического состояния турбогенератора по 5.3.9.1—5.3.9.12 и изменения значений контролируемых параметров, полученных при регулярных наблюдениях за период эксплуатации турбогенератора. Критериями, позволяющими оценивать техническое состояние, являются как предельные (пороговые) значения контролируемых параметров, так и тенденции их изменения.

8 Порядок продления срока службы турбогенераторов

8.1 Работы по оценке технического состояния и остаточного ресурса турбогенераторов при продлении срока эксплуатации блока атомной станции проводят в соответствии с ГОСТ Р 58341.1.

8.2 Программа обследования и оценки технического состояния турбогенератора, разрабатываемая при проведении процедуры продления срока службы турбогенератора, должна включать в себя следующее:

- перечень конструктивных элементов турбогенератора, подлежащих оценке технического состояния и остаточного ресурса;
- параметры оценки технического состояния и остаточного ресурса турбогенератора и его конструктивных элементов;
- порядок и объем работ;
- перечень ответственных лиц и исполнителей, выполняющих работы по программе.

8.3 В объем работ по программе обследования и оценки технического состояния турбогенератора должны входить следующие этапы:

- анализ конструкторской документации по турбогенератору;
- визуальный осмотр турбогенератора, включая непосредственный осмотр турбогенератора и возбудителя, осмотр и оценку состояния средств контроля, установленных на турбогенераторе и возбудителе, осмотр и оценку состояния средств контроля системы возбуждения, конструктивных элементов системы охлаждения турбогенератора и возбудителя, конструктивных элементов газомасляной системы генератора;
- анализ условий и режимов эксплуатации турбогенератора с учетом данных по эксплуатации турбогенератора;
- анализ качества ремонта за период эксплуатации, включая рассмотрение и анализ отчетной документации по ТОиР турбогенератора, перечень запасных частей, инструментов и принадлежностей, проверка комплектности и состояния запасных частей, инструментов и принадлежностей;
- анализ документации по итогам реализованных мероприятий по модернизации турбогенератора за период эксплуатации.

8.4 Оценку технического состояния и остаточного ресурса проводят на основании:

- данных по наличию и достаточности необходимой документации для осуществления эксплуатации, проведения ТОиР, обеспечивающих поддержание турбогенератора в работоспособном состоянии,
- данных по соблюдению периодичности проведения ТОиР, определенной графиками ТОиР, результатов ранее проведенных ТОиР;
- результатов сравнения фактических режимов и условий эксплуатации турбогенератора с режимами и условиями эксплуатации, установленными в конструкторской документации;
- данных по отказам оборудования за время эксплуатации;
- сравнения значений параметров технического состояния турбогенератора, определенных в разделе 5, с критериями оценки ресурса, указанными в таблице 2, и данными, указанными в конструкторской документации;
- результатов сравнения фактической наработки турбогенератора за время эксплуатации с ресурсными характеристиками, указанными в конструкторской документации.

8.5 По результатам работ по оценке технического состояния и остаточного ресурса турбогенератора выполняют подготовку и оформление:

- обоснования возможности продления назначенного срока службы турбогенератора, в котором делают выводы о техническом состоянии, обосновывают ресурсные характеристики и срок службы турбогенератора;
- заключения о техническом состоянии, остаточном ресурсе и продлении срока службы турбогенератора;
- решения (технического решения) о продлении срока службы в котором устанавливают срок службы, ресурсные характеристики и условия дальнейшей эксплуатации.

Приложение А
(справочное)

Перечень параметров, определяющих ресурс турбогенераторов, для которых устанавливают ресурсные характеристики

А.1 Характеристики физико-химических и механических свойств изоляции.
А.2 Электрические параметры изоляции.
А.3 Состояние обмоток.
А.4 Количество циклов пуска—останова.
А.5 Сопротивление контактных соединений.
А.6 Воздушные зазоры между статором и ротором.
А.7 Зазоры и вибрация в подшипниках скольжения турбогенератора.
А.8 Плотность и герметичность конструктивных элементов турбогенератора, находящихся под давлением.
А.9 Целостность и потери в стали сердечника статора.

Приложение Б
(справочное)

Допустимые значения сопротивления изоляции, коэффициента абсорбции и токов утечки

Б.1 Допустимые значения сопротивления изоляции конструктивных элементов турбогенератора и коэффициента абсорбции обмотки статора при температуре от 10 °С до 30 °С приведены в таблице Б.1 (если для конкретного типа турбогенератора не установлены иные более высокие требования, которые указываются в ТУ на турбогенератор и в руководстве по эксплуатации).

Для температур выше 30 °С допустимое значение сопротивления изоляции снижается в два раза на каждые 20 °С.

Таблица Б.1 — Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции

Испытуемый элемент	Этап, на котором проводят испытание	Напряжение, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм	Примечание
1 Обмотка статора	П	2500/1000	Не менее 10 МОм на 1 кВ номинального линейного напряжения	Для каждой фазы или ветви в отдельности относительно корпуса и других заземленных фаз или ветвей. Значение коэффициента абсорбции «R60/R15» не ниже 1,3
2 Обмотка ротора	П, К, Т, М	1000 (допускается 500)	Не менее 0,5 (при водяном охлаждении — с осушенной обмоткой)	—
3 Цепи возбуждения генератора и коллекторного возбудителя со всей присоединенной аппаратурой (без обмоток ротора и возбудителя)	П, К, Т, М	1000 (допускается 500)	Не менее 1,0	—
4 Обмотки коллекторных возбудителя и подвозбудителя	П, К, Т	1000	Не менее 0,5	—
5 Бандажи якоря и коллектора коллекторных возбудителя и подвозбудителя	П, К	1000	Не менее 1,0	При заземленной обмотке якоря
6 Изолированные от корпуса генератора стяжные болты стали статора (доступные для измерения)	П, К	1000	Не менее 1,0	—
7 Подшипники и уплотнения вала	П, К	1000	Не менее 1,0	—
8 Диффузоры, щиты вентиляторов и другие узлы статора генераторов	П, К	500—1000	В соответствии с требованиями изготовителя	—
9 Концевой вывод обмотки статора турбогенераторов серии ТГВ	П, К	2500	Измерение проводят до соединения с обмоткой статора	—

Окончание таблицы Б.1

Испытуемый элемент	Этап, на котором проводят испытание	Напряжение, В	Допустимое значение сопротивления изоляции, МОм	Примечание
10 Термопреобразователи сопротивления с соединительными проводами, включая соединительные провода, уложенные внутри генератора: - с косвенным охлаждением обмоток статора - с непосредственным охлаждением обмоток статора	П, К	250 или 500 500	Не менее 1,0 Не менее 0,5	Напряжение мегаомметра — в соответствии с инструкциями изготовителя
Примечание — Условные обозначения этапов, на которых проводят испытания: П — при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования и электрооборудования, прошедшего восстановительный или капитальный ремонт и реконструкцию в ремонтной организации; К — при капитальном ремонте на атомной станции; Т — при текущем ремонте электрооборудования; М — между ремонтами.				

Б.2 Допустимые токи утечки приведены в таблице Б.2.

Таблица Б.2 — Допустимые токи утечки

Кратность испытательного напряжения по отношению к номинальному напряжению	Ток утечки, мкА
0,5	250
1,0	500
1,5 и выше	1000

Приложение В
(справочное)

Нормы допустимых отклонений сопротивления постоянному току

В.1 Нормы допустимых отклонений сопротивления постоянному току приведены в таблице В.1 (если для конкретного типа турбогенератора не установлены иные более высокие требования, которые указывают в ТУ на турбогенератор и в руководстве по эксплуатации).

Таблица В.1 — Нормы отклонений значений сопротивления постоянному току

Испытуемый элемент	Этап, на котором проводят испытание	Норма	Примечание
1 Обмотка статора	П, К	Значения сопротивлений обмотки не должны отличаться друг от друга более чем на 2 %, ветвей — на 5 %. Результаты измерений сопротивлений одних и тех же ветвей и фаз не должны отличаться от исходных данных более чем на 2 %	Измеряют сопротивление каждой фазы или ветви в отдельности. Сопротивления параллельных ветвей измеряют при доступности раздельных выводов
2 Обмотка ротора	П, К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более чем на 2 %	У роторов с явными полюсами измеряют сопротивления каждого полюса в отдельности или попарно и переходного контакта между катушками
3 Обмотки возбуждения коллекторного возбудителя	П, К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более чем на 2 %	–
4 Обмотка якоря возбудителя (между коллекторным и пластинами)	П, К	Значения измеренного сопротивления не должны отличаться друг от друга более чем на 10 % за исключением случаев, когда это обусловлено схемой соединения	–
5 Резистор цепи гашения поля, реостаты возбуждения	П, К	Значение измеренного сопротивления не должно отличаться от исходных данных более чем на 10 %	–

Примечание — Условные обозначения этапов, на которых проводят испытания:
П — при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования и электрооборудования, прошедшего восстановительный или капитальный ремонт и реконструкцию в ремонтной организации;
К — при капитальном ремонте на атомной станции.

Приложение Г
(справочное)

Предельные значения вибрации турбогенераторов и их возбудителей

Г.1 Предельные значения вибрации турбогенераторов и их возбудителей приведены в таблице Г.1.

Таблица Г.1 — Предельные значения вибрации турбогенераторов и их возбудителей

Контролируемый узел	Вид испытания	Вибрация, мкм, при номинальной частоте вращения ротора, об/мин		Примечание
		1500	3000	
1 Подшипники турбогенераторов и возбудителей*	П, К М	50	30	Вибрацию измеряют на верхней крышке подшипников в вертикальном направлении и у разъема — в осевом и поперечном направлениях
2 Контактные кольца роторов турбогенераторов	П, К М	— —	200 300	Вибрацию измеряют в вертикальном и горизонтальном направлениях
3 Сердечник статора турбогенератора	П, К	40	60	При эксплуатации вибрацию измеряют при обнаружении неудовлетворительного состояния стальных конструкций статора (контактная коррозия, повреждения узлов крепления сердечника и т. п.). Вибрацию измеряют в радиальном направлении в сечении, по возможности близком к середине длины сердечника
4 Корпус статора турбогенератора - с упругой подвеской статора - без упругой подвески	П, К	— 40	30 60	
5 Лобовые части обмотки статора турбогенератора	П, К	125	125	При эксплуатации вибрацию измеряют при обнаружении истирания изоляции или ослаблении креплений обмотки, появлении водорода в газовой ловушке или частых течах в головках обмотки с водяным охлаждением и соответственно водородным или воздушным заполнением корпуса. Вибрацию измеряют в радиальном и тангенциальном направлениях вблизи головок трех стержней обмотки статора

* При оснащении турбогенератора аппаратурой контроля виброскорости среднеквадратическое значение виброскорости при вводе в эксплуатацию турбогенераторов после монтажа и капитальных ремонтов не должно превышать 2,8 мм·с-1 по вертикальной и поперечной осям и 4,5 мм·с$^{-1}$ — по продольной оси. В межремонтный период вибрация не должна быть более 4,5 мм·с$^{-1}$.

Примечание — Условные обозначения этапов, на которых проводят испытания:

П — при вводе в эксплуатацию нового электрооборудования и электрооборудования, прошедшего восстановительный или капитальный ремонт и реконструкцию в ремонтной организации;

К — при капитальном ремонте на атомной станции;

М — между ремонтами.

Приложение Д
(справочное)

Формы оформления сведений для формирования электронного эксплуатационного дела изделия по турбогенератору

Д.1 Форма оформления сведений о турбогенераторе приведена в таблице Д.1.

Таблица Д.1 — Сведения о турбогенераторе

№ п/п	Наименование	Данные
1	Атомная станция	
2	Номер блока	
3	Цех-владелец	
4	Система	
5	Станционное обозначение	
6	Номер помещения	
7	Класс безопасности (по НП-001-15)	
8	Организация-изготовитель	
9	Организации, сопровождающие эксплуатацию и техническую диагностику	
10	Техническое условие на поставку	
11	Дата ввода в эксплуатацию	
12	Марка/модель турбогенератора	
13	Полная мощность на выходных клеммах турбогенератора, кВт	
14	Номинальная частота вращения вала турбогенератора при 50 % полной мощности, $с^{-1}$	
15	Номинальное напряжение, В	
16	Номинальная частота тока, Гц	
17	Ток статора, А	
18	Коэффициент мощности (cos φ)	
19	Исполнение изоляции обмоток	
20	Данные обмотки возбуждения турбогенератора: номинальный ток ротора, А номинальное напряжение ротора, В	
21	Показатели надежности	
21.1	Наработка на отказ, ч	
21.2	Назначенный ресурс до капитального ремонта, ч	
21.3	Назначенный срок службы, годы	
22	Критерии отказов	
23	Критерий предельного состояния	
24	Условия эксплуатации	

Д.2 Форма оформления сведений по наработке турбогенератора приведена в таблице Д.2.

Таблица Д.2 — Сведения по наработке турбогенератора

Станционное обозначение турбогенератора	Год изготовления	Год ввода в эксплуатацию	Наработка с начала эксплуатации			Объемы и периодичность испытаний
			на холостом ходу, ч	под нагрузкой, ч	количество пусков	

Д.3 Форма оформления данных по техническому обслуживанию и ремонту турбогенератора приведена в таблице Д.3.

Таблица Д.3 — Данные по техническому обслуживанию и ремонту турбогенератора

Станционное обозначение турбогенератора	Дата проведения ТОиР	Вид ТОиР	Детали, узлы, замененные при ТОиР	Документы, на основании которых выполнялись ТОиР	Примечание

Д.4 Форма оформления сведения об отказах и повреждениях турбогенератора приведена в таблице Д.4.

Таблица Д.4 — Сведения об отказах и повреждениях турбогенератора

Станционное обозначение турбогенератора	Дата отказа, повреждения	Краткое описание отказа, повреждения	Причины непосредственные, коренные	Источник информации

Библиография

[1] Федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии НП-096–15 — Требования к управлению ресурсом оборудования и трубопроводов атомных станций. Основные положения

[2] Руководство по безопасности при использовании атомной энергии РБ-136–17 — Установление и методы мониторинга ресурсных характеристик электротехнического оборудования атомных станций

[3] Сводный перечень документов по стандартизации в области использования атомной энергии, применяемых на обязательной основе (опубликовано в сети Интернет по адресу https://www.rosatom.ru/about/tekhnicheskoe-regulirovanie/standartizatsiya-v-oblasti-ispolzovaniya-atomnoy-energii-/)

[4] Метрологические требования измерениям, эталонам единиц величин, стандартным образцам, средствам измерений, их составным частям, программному обеспечению, методикам (методам) измерений, применяемым в области использования атомной энергии (утверждены приказом Госкорпорации «Росатом» от 31 октября 2013 г. № 1/10-НПА)

УДК 621.313.17:006.354 ОКС 27.120.10

Ключевые слова: турбогенератор, ресурс, оценка ресурса, продление ресурса

Редактор *Н.В. Таланова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *С.В. Смирнова*
Компьютерная верстка *М.В. Лебедевой*

Сдано в набор 11.12.2020. Подписано в печать 23.12.2020. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 3,26. Уч.-изд. л. 2,80.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.
www.gostinfo.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru