Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗЦИИ **СТО 70238424.27.040.002-2008**

ГАЗОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения – 2010-01-11

Издание официальное

Москва
2009

gost.e-ecolog.ru

ПРЕДИСЛОВИЕ

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения», общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним – ГОСТ 1.5-2001, правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации – ГОСТ Р 1.5-2004.

СВЕДЕНИЯ О СТАНДАРТЕ

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

2 ВНЕСЕН Комиссией по техническому регулированию НП «ИНВЭЛ»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом НП «ИНВЭЛ» от 01.07.2008 № 12/5

4 ВЗАМЕН СТО 17330282.27.040.002-2008 (утвержденного Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 06.03.2008 № 326)

© НП «ИНВЭЛ», 2009

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

СОДЕРЖАНИЕ

1 Область применения ... 1
2 Нормативные ссылки ... 2
3 Термины и определения ... 4
4 0бозначения и сокращения ... 5
5 Общие сведения ... 6
6 Организация входного контроля и подтверждение соответствия ... 7
7 Приемка в эксплуатацию газотурбинных установок ... 9
8 Организация эксплуатации ГТУ ... 16
9 Требования к характеристикам ГТУ ... 27
10 Требования к эксплуатации систем автоматизированного управления технологическими процессами газотурбинных установок ... 30
11 Топливо и рабочие среды ... 37
12 Снижение воздействия на окружающую среду при работе газотурбинных установок ... 44

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

Газотурбинные установки
Организация эксплуатации и технического обслуживания
Нормы и требования

Дата введения – 2010-01-11

1 Область применения

Настоящий стандарт:

- является нормативным документом, устанавливающим требования технического и организационного характера, направленные на обеспечение безопасной и эффективной эксплуатации газотурбинных установок тепловых электрических станций;
- предназначен для применения организациями, выполняющими работы по наладке, эксплуатации и техническому обслуживанию оборудования газотурбинных установок тепловых электрических станций;
- базируется на применении международных, национальных стандартов, стандартов организаций и нормативных документов федеральных органов исполнительной власти, устанавливающих требования к организационным принципам, техническим характеристикам и порядку действий персонала при эксплуатации и техническом обслуживании ГТУ тепловых электрических станций.
- гармонизирован с международными/европейскими нормами в части требований:

а) к техническим характеристикам турбин энергетических установок – со стандартами ISO 3977 [1];

б) к испытаниям газотурбинных установок ТЭС – со стандартом ГОСТ Р 52782.

в) к техническим характеристикам и безопасности тепломеханического оборудования, со стандартами:

1) ГОСТ ИСО 7919-4;
2) ГОСТ ИСО 10816-4.

г) к экологическим характеристикам со стандартами:

1) ИСО 6190:1988 [2];
2) ГОСТ Р ИСО 11042.

- распространяется на стационарные энергетические газотурбинные установки (ГТУ) мощностью более 1 МВт, работающие по открытому циклу, в том числе на ГТУ с конвертированными судовыми и авиационными двигателями.
- устанавливает порядок, правила и технические показатели организации эффективной эксплуатации оборудования газотурбинных установок при обеспечении его надежности и безопасности.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие нормативные документы и стандарты:

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

Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»

Федеральный закон от 04.05.1999 № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха»

Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 27. 07. 1997 г.. №116-ФЗ

Положение о создании охранных зон стационарных пунктов наблюдений за состоянием окружающей природной среды, ее загрязнением. Утверждено Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.08.1999 № 972

ГОСТ 12.1. 012-78 Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования

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

ГОСТ 20440-75 Установки газотурбинные. Методы испытаний

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

ГОСТ 2517-85 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб

ГОСТ 25864-88 Агрегаты паротурбинные стационарные. Нормы вибрации и общие требования к проведению измерений

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

ГОСТ 305-82 Топливо дизельное. Технические условия

ГОСТ 5542-87 Газы горючие для промышленности и коммунально-бытового назначения. Технические условия

ГОСТ 9.014-78 Единая система защиты от коррозии и старения. Временная противокоррозионная защита изделий

ГОСТ 9972-74 Масла нефтяные турбинные с присадками. Технические условия

ГОСТ ИСО 10816-4-2002 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на невращающихся частях. Часть 4. Газотурбинные установки.

ГОСТ ИСО 7919-4-2002 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах. Газотурбинные агрегаты

ГОСТ Р 1.4-2004 Стандарты организаций. Общие положения

ГОСТ Р 1.5-2004 Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения

ГОСТ Р 51852-2001 Установки газотурбинные Термины и определения

ГОСТ Р 52200-2004 Установки газотурбинные Нормальные условия и номинальные показатели

ГОСТ Р 52526-2006 Установки газотурбинные с конвертируемыми авиационными двигателями. Контроль состояния по результатам измерений вибрации на не вращающихся частях

ГОСТ Р 52527-2006 Установки газотурбинные. Надежность, готовность, эксплуатационная технологичность и безопасность

ГОСТ Р 52782-2007 Установки газотурбинные. Методы испытаний. Приемочные испытания

ГОСТ Р ИСО 10816-4-1999 Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на не вращающихся частях, ч. 4. Газотурбинные установки

ГОСТ Р ИСО 11042-1-2001 Установки газотурбинные. Методы определения выбросов вредных веществ

ГОСТ Р ИСО 7919-4-99 Вибрация. Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на вращающихся валах. Газотурбинные агрегаты

СТО 70238424.27.010.001-2008 Электроэнергетика. Термины и определения

СТО 70238424.27.100.037-2009 Системы КИП и тепловой автоматики ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.038-2009 Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУТП) ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.13.140.001-2008 Тепловые электрические станции. Экологическая безопасность. Акустическое воздействие (шум). Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.012-2008 Тепловые и гидравлические станции. Методики оценки качества ремонта энергетического оборудования

СТО 70238424.27.100.032-2009 Газовое хозяйство: прием, подготовка и подача газа на ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.003-2008 Здания и сооружения ТЭС. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования

СТО 70238424.27.100.005-2008 Основные элементы котлов, турбин и трубопроводов ТЭС. Контроль состояния металла. Нормы и требования

Примечание - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов и классификаторов в информационной системе общего пользования - на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю "Национальные стандарты", опубликованному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим ежемесячно издаваемым информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены,

то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины и определения

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

3.1 **система управления автоматизированная**: Система, оснащенная средствами вычислительной техники и осуществляющая заданные функции в сочетании с системами автоматического управления или без них.

3.2 **управление автоматическое:** Управление процессом или его частью или осуществление отдельных функций с использованием микропроцессорной техники, вычислительной техники и управляемыми ими по заданным программам исполнительными механизмами.

3.3 **безопасность:** Отсутствие недопустимого риска.

3.4 **газ выхлопной ГТУ:** Продукты сгорания топлива на выходе из ГТУ.

3.5 **двигатель газотурбинный:** Часть газотурбинной установки, состоящей из газовой турбины, компрессора (компрессоров), камер сгорания, систем управления и вспомогательных агрегатов.

3.6 **установка газотурбинная простого цикла:** Газотурбинная установка, термодинамический цикл которой состоит только из следующих друг за другом процессов сжатия, нагрева и расширения рабочего тела.

3.7 **установка газотурбинная открытого цикла:** Газотурбинная установка, в которую воздух поступает из атмосферы, а выхлопные газы отводятся в атмосферу.

3.8 **установка газотурбинная с независимой силовой турбиной:** Газотурбинная установка, в которой силовая турбина механически не связана с компрессором.

3.9 **установка газотурбинная с конвертированным двигателем:** Газотурбинная установка, в состав которой входит один или несколько транспортных газотурбинных двигателей.

3.10 **показатель гарантийный (или гарантированный):** Значение показателя назначения связанного с показателями экономичности, надежности и экологичности оборудования, которые гарантируют поставщик и/или подрядчик при поставке оборудования.

3.11 **условие гарантийное или условие гарантии**: Внешнее условие (относительно оборудования), при котором обеспечиваются гарантийное значение показателя оборудования.

3.12 **испытание индивидуальное:** Испытание узла или системы ГТУ проводимое вне состава ГТУ.

3.13 **опробование комплексное**: Испытание, проводимое для проверки совместной работы основных агрегатов и всего вспомогательного оборудования под нагрузкой.

3.14 **мощность максимальная установки газотурбинной:** Предельно допустимая по условиям прочности мощность газотурбинной установки, развиваемая ею при низких температурах всасываемого воздуха.

3.15 3.20 **мощность установки газотурбинной энергетической**: Полезная мощность, определяемая как мощность на клеммах электрического генератора.

3.16 **система автоматического управления:** Комплекс средств микропроцессорной и вычислительной техники, осуществляющей автоматическое управление отдельным или группой оборудования, связанного техническим процессом

3.17 **организация специализированная:** Организация, имеющая:

- квалифицированные кадры (авторитетных специалистов) в области знаний по оценке риска и продлению срока безопасной эксплуатации оборудования (технических устройств);
- необходимое испытательное оборудование для технического диагностирования оборудования (технических устройств);
- опыт разработки методических, нормативных и технических документов и программ расчета;
- лицензии федеральных органов исполнительной власти (при необходимости) на выполнение одной или нескольких специализированных работ, направленных на обеспечение промышленной безопасности тепловых электрических станций;
- аккредитацию в системе добровольной сертификации в электроэнергетике на выполнение соответствующих специализированных работ (услуг).

4 Обозначения и сокращения

В настоящем стандарте использованы следующие обозначения и сокращения:

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;

ВНА – входной направляющий аппарат;

ГСМ – горючее и смазочные материалы,

ГТД – газотурбинный двигатель;

ГТУ – газотурбинная установка;

ИИС – информационно-измерительная система;

ИСУ – избирательная система управления,

КС – камера сгорания;

НТД – нормативно-технический документ;

ПГУ – парогазовая установка;

ПЗК – запорное устройство с электрифицированным приводом (стопорный клапан) перед каждым горелочным устройством камеры сгорания ГТУ;

САО – система автоматического вывода из работы и отключения;

САР – система автоматического регулирования;
САУ – система автоматического управления;
СК – стопорный клапан;
ТЭС – тепловая электрическая станция.

5 Общие сведения

5.1 Газотурбинные установки подразделяют на установки открытого, замкнутого и полузамкнутого процесса. Они могут быть выполнены:

- по простому, сложному или регенеративному циклу;
- одновальными или многовальными;
- с конвертированными двигателями.

5.2 Основным назначением энергетических газотурбинных установок является привод электрических генераторов. При единичной мощности ГТУ менее 100 МВт и обоснованным применении более высокой, чем 3000об/мин, частоты вращения вала применяются редукторы, являющиеся неотъемлемой частью ГТУ и входящие в состав обязательной поставки.

5.3 Областями применения энергетических газотурбинных установок являются газотурбинные и парогазовые электростанции.

ГТУ могут применяться:

- для комбинированной выработки электроэнергии и тепла;
- электро- и теплоснабжения ответственных потребителей (городов, промышленных предприятий);
- при новом строительстве в отдаленных районах;
- при техническом перевооружении действующих электростанций.

5.4 Под нормальными условиями для определения технического уровня и сравнения показателей газотурбинных установок, понимают параметры воздуха в плоскости входного фланца компрессора. К параметрам воздуха относят:

- полное давление - 101,325 кПа
- температуру – плюс 15°С
- относительную влажность воздуха – 60 %.
- статическое давление выхлопных газов в плоскости выходного фланца газовой турбины или регенератора – 101,325 кПа.
- температура охлаждающей воды перед ГТУ – плюс 15°С.
- теплота сгорания газообразного топлива (100 % метан) – 50000 кДж/кг.
- теплота сгорания жидкого топлива – 42000 кДж/кг.

5.5 Газотурбинная установка может эксплуатироваться в базовом, полупиковом и пиковом режимах для выработки только электрической энергии и с утилизацией тепла уходящих газов в парогазовых установках различного типа или в системах теплоснабжения жилых, промышленных объектов и автономно.

5.6 ГТУ поставляется комплектно, а техническая документация поставщика, как правило, должна распространяться на все комплектно

поставляемое оборудование и его взаимные связи с другим оборудованием (ПГУ).

5.7 В комплект поставки должны входить собственно ГТУ (газотурбинный двигатель) и электрический генератор со всеми необходимыми для их эксплуатации системами и оборудованием, т. е:

- маслосистемами,
- системами подачи и распределения топлива на один или два его вида, (природный газ и жидкое топливо),
- системой запуска ГТУ,
- САУ, включающей системы контроля, логического управления, регулирования и защиты, мониторинга вибрации и термодинамических параметров,
- воздухозаборным устройством,
- выхлопным диффузором, газоходами, глушителем,
- укрытием с шумопоглащающими стенками, оборудованным системами вентиляции, обнаружения и тушения пожара и предотвращения взрыва.

Кроме того, в комплект поставки могут входить:

- компрессор для повышения давления природного газа,
- система промывки проточной части компрессора (и турбины) от отложений,
- система экологического впрыска воды (пара),
- система каталитической азотоочистки,
- система охлаждения засасываемого воздуха и другие устройства и системы.

ГТУ, работающие с утилизацией тепла уходящих газов могут быть оснащены:

- газоводяным теплообменником;
- паровым котлом-утилизатором;
- устройством (устройствами) для сжигания дополнительного топлива в потоке отработавших в турбине газов и повышения температуры газов и тепло (или паро) производительности.
- байпасным газоходом с шиберами для обеспечения автономной работы ГТУ;
- регулируемым перепуском воздуха с выхода из компрессора на его вход для повышения температуры отработавших в турбине газов и увеличения отпуска тепла;

6 Организация входного контроля и подтверждение соответствия

6.1 Для проведения входного контроля должна быть разработана местная инструкция, учитывающая особенности поставляемой ГТУ и конкретные условия. Местная инструкция утверждается руководителем предприятия, вводится в действие приказом по предприятию, должна быть

внесена в перечень действующих на предприятии документов и перед поставкой каждой новой ГТУ, оборудования или запчастей пересмотрена и дополнена требованиями новых (современных) нормативных и руководящих документов.

Знание местной инструкции является обязательным для лиц, ответственных за проведение входного контроля.

6.2 Для выполнения входного контроля оборудования ГТУ и средств управления, приказом по предприятию должны быть назначены рабочие комиссии (по видам оборудования).

6.3 Контроль тепломеханического оборудования (основного и вспомогательного) должен выполняться:

- при приемке оборудования на стадии разгрузки с транспортных средств, на стадии приемки оборудования от транспортных организаций при его разгрузки визуально определяется целостность упаковки и самих изделий;
- до начала монтажа;
- после окончания монтажа.

6.4 Контроль оборудования ГТУ должен выполняться в соответствии с требованиями технических условий на поставку, заводских руководств по эксплуатации, инструкций по монтажу и действующих нормативных документов. Входной контроль может проводиться как путем экспериментальных проверок (в т.ч. и визуального контроля), так и признанием результатов испытаний, проведенных поставщиком данного оборудования.

6.5 Результаты входного контроля рабочие комиссии (по видам оборудования) оформляют актами. В акты вносятся лишь сведения о выявленных дефектах. Акты подшиваются в паспорта оборудования и хранятся постоянно.

6.6 После завершения входного контроля на основе актов рабочих комиссий руководством электростанции составляется «Заключительный акт по результатам входного контроля».

6.7 Соответствие ГТУ требованиям национальных стандартов, настоящего стандарта и технических условий, при соблюдении условий транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации, указанных в документации на поставку, гарантирует генеральный подрядчик.

6.8 Оборудование ГТУ должно иметь сертификаты соответствия или должно быть сертифицировано на месте эксплуатации. Сертификация оборудования ГТУ проводится на соответствие национальным стандартам, стандартам организаций, системам добровольной сертификации, условиям договора. Подтверждение соответствия осуществляется в форме добровольной сертификации.

Сертификационные испытания, проводимые на месте эксплуатации, могут выполняться совместно с приемочными (гарантийными) испытаниями. Сертификационные испытания проводятся аккредитованными в системе сертификации испытательными лабораториями (центрами).

6.9 ГТУ являются опасными производственными объектами, ввод в эксплуатацию которых возможен только с разрешения территориального специально уполномоченного органа федеральной исполнительной власти. Условием применения ГТУ является соблюдение законодательства РФ в области промышленной безопасности, предоставление заказчику сертификатов, руководств по эксплуатации, монтажу и техническому обслуживанию оборудования. Основанием для такого разрешения является положительное заключение экспертизы промышленной безопасности .

Экспертизу промышленной безопасности проводят в соответствии с правилами проведения экспертизы промышленной безопасности и правилами экспертизы декларации промышленной безопасности.

6.10 Оценку и подтверждение соответствия фактически полученных значений показателей ГТУ гарантийным значениям, указанным в технических условиях (договоре на поставку), производят при приемочных (гарантийных) испытаниях, выполняемых в период гарантийной эксплуатации, но не позже трех месяцев после комплексного опробования.

7 Приемка в эксплуатацию газотурбинных установок

7.1 Приемку ГТУ в эксплуатацию производят приемочные комиссии, назначаемые руководителем генерирующей компании.

Приемочную комиссию создают не менее, чем за месяц до начала комплексного опробования. При этом должны быть установлены даты начала и окончания работы комиссии с учетом хода строительно-монтажных работ и установленного срока ввода объекта в эксплуатацию.

В состав приемочной комиссии по решению заказчика, как правило, включают представителей:

- генерирующей компании (по согласованию);
- заказчика;
- генподрядчика (по согласованию);
- субподрядных организаций по монтажу вновь устанавливаемого и модернизируемого оборудования (по согласованию);
- проектной организации (по согласованию);
- генпроектировщика (по согласованию);
- специально уполномоченного органа федеральной исполнительной власти (кроме объектов электрических сетей);
- инвестора.

Руководителем приемочной комиссии назначают, как правило, технического руководителя организации эксплуатирующей электростанцию.

7.2 Для подготовки газотурбинной установки к предъявлению приемочной комиссии должна быть назначена рабочая комиссия, которая принимает по акту оборудование после проведения его индивидуальных испытаний для комплексного опробования. С момента подписания этого акта эксплуатирующая организация отвечает за сохранность оборудования.

7.3 На приемочные комиссии возлагают:

- проверку качества и соответствие выполненных строительно-монтажных работ проектно-сметной документации, стандартам, строительным нормам и правилам производства работ;
- приемку вновь установленного оборудования после индивидуальных испытаний для передачи его для комплексного опробования по акту;
- приемку ГТУ и вновь установленного оборудования после комплексного опробования по акту;
- приемку в эксплуатацию ГТУ после технического перевооружения по акту;
- проверку выполнения мероприятий по обеспечению безопасных условий труда и защите окружающей природной среды;
- проверку устранения недоделок, выявленных рабочими комиссиями.

7.4 Эксплуатирующая организация должна представить приемочной комиссии документацию, подготовленную рабочей комиссией в объеме, предусмотренном действующими нормативными документами. Все документы должны быть занесены в общий каталог, а в отдельных папках с документами должны быть заверенные описи содержимого. Документы должны храниться в техническом архиве заказчика вместе с документами, составленными приемочной комиссией.

7.5 Акты о приемке вновь установленного и модернизированного оборудования ГТУ подписываются председателем и всеми членами комиссии. Если у отдельных членов комиссии имеются возражения, то они должны быть рассмотрены с участием органов, представителями которых являются эти члены комиссии, до утверждения акта о приемке.

Если, по мнению приемочной, комиссии ГТУ не может быть принята в эксплуатацию, то комиссия представляет мотивированное заключение об этом в орган, назначивший комиссию, и копию заключения - заказчику и генеральному подрядчику.

Председатель приемочной комиссии должен представить в орган, назначивший приемочную комиссию:

- акт о приемке ГТУ в эксплуатацию;
- краткую докладную записку к акту о приемке;
- предложения (в необходимых случаях) об улучшении качества оборудования, об улучшении технологических процессов, об улучшении проектных решений;
- проект решения органа, назначившего приемочную комиссию, об утверждении акта о приемке ГТУ в эксплуатацию

7.6 Перед приемкой в эксплуатацию газотурбинной установки должны быть проведены:

- индивидуальные испытания оборудования и функциональные испытания отдельных систем, завершающиеся пробным пуском основного и вспомогательного оборудования;
- комплексное опробование оборудования.

Во время строительства и монтажа зданий и сооружений должны быть проведены промежуточные приемки узлов оборудования и сооружений, а также скрытых работ.

7.7 Индивидуальные и функциональные испытания оборудования и отдельных систем проводятся с привлечением персонала заказчика по проектным схемам после окончания всех строительных и монтажных работ по данному узлу. Перед индивидуальным и функциональным испытаниями должно быть проверено выполнение: настоящего стандарта, строительных норм и правил, стандартов, включая стандарты безопасности труда, норм технологического проектирования, правил органов государственного контроля и надзора, норм и требований природоохранного законодательства и других органов государственного надзора, стандартов по устройству электроустановок, стандартов по охране труда, по взрыво- и пожаробезопасности.

7.8 Дефекты и недоделки, допущенные в ходе строительства и монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе индивидуальных и функциональных испытаний, должны быть устранены строительными, монтажными организациями и заводами-изготовителями до начала комплексного опробования.

7.9 Пробные пуски проводятся до комплексного опробования газотурбинной установки. При пробном пуске должна быть проверена работоспособность оборудования и технологических схем, безопасность их эксплуатации; проведены проверка и настройка всех систем контроля и управления, в том числе автоматических регуляторов, устройств защиты и блокировок, устройств сигнализации и контрольно-измерительных приборов.

Перед пробным пуском должны быть выполнены условия для надежной и безопасной эксплуатации ГТУ:

- укомплектован, обучен (с проверкой знаний) эксплуатационный и ремонтный персонал, разработаны и утверждены эксплуатационные инструкции, инструкции по охране труда и оперативные схемы, техническая документация по учету и отчетности;
- подготовлены запасы топлива, материалов, инструмента и запасных частей;
- введены в действие средства диспетчерского и технологического управления с линиями связи, системы пожарной сигнализации и пожаротушения, аварийного освещения, вентиляции;
- смонтированы и налажены системы контроля и управления;
- получены разрешения на эксплуатацию газотурбинной установки от органов государственного контроля и надзора

7.10 Приемка ГТУ на месте эксплуатации включает в себя проверку комплектности и технического состояния оборудования, приемку сборочных единиц и систем после проведения монтажа и приемочных испытаний ГТУ.

7.11 Приемка ГТУ в эксплуатацию осуществляется после комплексного опробования, оформления актов приемки и соответствующей записи в паспорте-формуляре ГТУ.

Акт о приемке в эксплуатацию ГТУ и докладная записка к нему составляются в пяти экземплярах, два из которых вместе с проектом решения представляются в орган, назначивший приемочную комиссию, два экземпляра передаются заказчику и один экземпляр - подрядчику.

Рассмотрение актов о приемке в эксплуатацию ГТУ, принятие решений по результатам рассмотрения возражений отдельных членов комиссии и утверждение актов органами, назначившими эти комиссии, производится в срок не более 25 дней после подписания актов. ГТУ, по которым указанный срок истек, считаются не принятыми в эксплуатацию и по ним назначаются приемочные комиссии повторно.

Акты о приемке в эксплуатацию ГТУ утверждаются решением органов, назначивших эти комиссии.

7.12 Номинальные значения основных параметров и гарантийных показателей ГТУ приводятся в контракте при стандартных наружных условиях – барометрическом давлении 0,1013 МПа, температуре наружного воздуха 15°С, влажности 60 % и при местных характерных для конкретной площадки условиях.

Основные параметры и показатели ГТУ, определяемые в контракте на поставку для каждого используемого топлива:

- мощность на клеммах эл. генератора, в Мега Ваттах;
- КПД на клеммах электрического генератора, в процентах;
- расход газа на выходе из ГТУ, в килограммах в секунду;
- температура газа на срезе выхлопного патрубка, в градусах Цельсия;
- частота вращения вала, в оборотах в минуту;
- степень повышения давления (степень сжатия или давление на выходе компрессора).

Примечания:

Показатели определяют при низшей удельной теплоте сгорания природного газа – 50000 кДж/кг, дизельного топлива – 42000 кДж/кг;

Удельную теплоту сгорания при постоянном давлении топлива (жидкого, газообразного и твердого) относят к давлению 0,1013 МПа и температуре 15°С;

При проверке гарантируемых показателей учитывают только допуск на погрешность измерений при испытаниях.

Приемочные испытания для подтверждения гарантийных показателей должны проводиться сразу же после завершения поставщиком пусконаладочных работ, но не позднее, чем через три месяца после комплексного опробования, если стороны не договорятся об ином.

Если проведение испытаний по каким-либо причинам задерживается, должно быть заключено соглашение, учитывающее ухудшение параметров, или при обработке результатов должны быть введены поправки, учитывающие старение оборудования.

7.13 Основной задачей приемочных (гарантийных) испытаний является определение соответствия фактических и гарантийных параметров:

- мощности при рабочих условиях;
- экономичности при рабочих условиях;

- выбросов токсичных газов;
- уровней шума;
- работы защитных устройств.

Дополнительно по соглашению с изготовителем или по требованиям нормативных документов проводятся испытания для определения:

- характеристик системы регулирования и защиты;
- маневренных характеристик ГТУ (пусковые характеристики, время нагружения);
- тепла отработавших в турбине газов;
- амплитуд и частот вибрации;
- тепловых потерь;
- характеристик системы антиобледенения.

7.14 Приемочные испытания проводятся на месте эксплуатации. Допускается проведение отдельных этапов испытаний на стендах изготовителя.

Технологическая схема работы ГТУ и настройка САР во время испытаний должна полностью соответствовать принятой для нормальной эксплуатации.

Приемочные испытания проводятся в две стадии: предварительные и гарантийные.

Предварительные испытания проводятся со следующей целью:

- проверка соответствия установки и связанного с ней оборудования условиям проведения приемочных испытаний, а также надежной работы при заданной нагрузке;
- проверка приборов;
- ознакомление с процедурой испытаний.

После проведения предварительных испытаний Заказчик и Поставщик могут подписать соглашение – рассматривать эти испытания, как приемочные испытания.

Приемочные испытания проводятся по предварительно согласованной программе.

7.15 Перед началом испытаний должен проводиться осмотр и очистка проточных частей, трубопроводов и прочих элементов газотурбинной установки.

Проверка значений мощности и КПД ГТУ проводится при нормальных (стандартных) наружных условиях или при рабочих наружных условиях оговоренных в контракте. Приведение полученных результатов испытаний к условиям контракта должно производиться по поправочным кривым Поставщиков оборудования.

Испытания должны проводиться на установившихся режимах при рабочих наружных условиях возможно более близких к нормальным (стандартным) или оговоренных в контракте рабочих условиях.

При испытаниях должно применяться топливо, на котором предусматривается работа ГТУ, или идентичное ему по свойствам.

Проверку показателей ГТУ рекомендуется проводить: при максимальной нагрузке или максимальной температуре газов; при номинальной нагрузке; при расчетном отношении абсолютных температур на входе в турбину и компрессор; при нагрузках равных 75, 50 и 25 % от номинальной и на холостом ходу.

7.16 В соответствии с техническими условиями заводов-изготовителей и ГОСТами должны быть проведены испытания защит:

Для одновального ГТД от:

- повышения частоты вращения ротора турбины;
- повышения виброскорости подшипников;
- осевого смещения ротора;
- понижения давления топливного газа перед автоматическим затвором;
- понижения давления масла на смазку;
- повышения температуры масла на линии слива из подшипников;
- повышение температуры газа за турбиной;
- повышения давления воздуха за компрессором;
- погасание факела в камере сгорания;
- помпажа ГТД;
- повреждения электрического генератора или перехода его в моторный режим;
- пожара в любом отсеке укрытия ГТД;
- загазованности в любом отсеке укрытия ГТД;
- отключения всех вентиляторов подачи воздуха в укрытие ГТД.

Дополнительно для ГТД со свободной силовой турбиной:

- повышения частоты вращения ротора силовой турбины;
- повышения температуры газа перед силовой турбиной или за турбиной высокого давления.

При наличии автоматических защит от повышенных:

- неравномерности температур газов в турбине,
- пульсаций давления в камере сгорания,
- температур горячих деталей ;
- проскока пламени в зону смешения,

должны проводиться испытания и этих защит.

Проверка работы всех защитных устройств должна проводиться путем двукратного опробования.

7.17 При проверке работы защитных устройств настройка автомата безопасности должна производиться так, чтобы его срабатывание происходило при частоте вращения, отличающейся от расчетного параметра настройки срабатывания не более, чем на 1 %.

7.18 При проверке регулирования частоты вращения (силового вала) и регулирования температуры газов определяется степень нечувствительности, степень статической неравномерности и динамические свойства системы.

7.19 После испытаний должен быть проведен осмотр внутренних узлов с помощью бороскопов и/или разборка (в объеме, согласованном с заводом-

изготовителем) для контроля основного вращающегося оборудования, редуктора и приводимой машины.

7.20 Перед приемкой ГТУ в эксплуатацию должно проводиться испытание для проверки ее надежности длительностью от 15 до 30 дней, во время которого количество вынужденных выводов из работы (x) или эквивалентное время простоя (y, в часах) не должно быть больше, чем при нормальной эксплуатации.

Конкретные значения x и y определяет изготовитель ГТУ, исходя из их гарантированных значений на срок службы.

7.21 7По соглашению с поставщиком может проводиться 15-минутный прогон ГТУ при частоте вращения на 3 % более низкой, чем настройка срабатывания автомата безопасности.

7.22 Комплексное опробование должен проводить заказчик. При комплексном опробовании должна быть проверена совместная работа основных агрегатов и всего вспомогательного оборудования под нагрузкой.

При комплексном опробовании должны быть включены предусмотренные проектом КИП, блокировки, устройства сигнализации и дистанционного управления, защиты и автоматического регулирования, не требующие режимной наладки.

На период комплексного опробования оборудования должно быть организовано круглосуточное дежурство персонала ТЭС, монтажной и наладочной организаций для наблюдения за состоянием технологического оборудования и принятия мер к своевременному устранению неисправностей и утечек газа.

Персонал ТЭС должен быть проинструктирован о возможных неполадках и способах их устранения, а также обеспечен необходимыми схемами и инструкциями, средствами защиты и пожаротушения, спецодеждой, необходимыми приборами и оборудованием.

Началом комплексного опробования газотурбинной установки считается момент включения ее в сеть или под нагрузку.

Комплексное опробование оборудования по схемам, не предусмотренным проектом, не допускается.

7.23 Комплексное опробование ГТУ считается проведенным при условиях:

- нормальной и непрерывной работы основного оборудования в течение 72 часов на основном топливе с номинальной нагрузкой, соответствующей фактически измеренной температуре наружного воздуха при постоянной или поочередной работе всего вспомогательного оборудования газотурбинной установки;
- успешного (без сбоев) проведения 10 автоматических пусков;
- проверки соответствия вибрационных характеристик агрегата действующим нормам;
- проверки эффективности работы системы автоматического регулирования и двукратного опробования защит.

Если комплексное опробование не может быть проведено на основном топливе, или номинальная нагрузка не может быть достигнута по каким-либо причинам, решение провести комплексное опробование на резервном топливе или принять ГТУ в эксплуатацию по результатам испытаний при максимально возможной нагрузке, принимается приемочной комиссией и оговаривается в акте приемки в эксплуатацию газотурбинной установки.

Причины не достижения номинальной нагрузки фиксируются в акте. Они могут быть основанием для предъявления претензий.

7.24 После комплексного опробования и устранения выявленных дефектов и недоделок оформляется акт приемки в эксплуатацию оборудования с относящимися к нему зданиями и сооружениями. Приемка в эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений с дефектами, недоделками не допускается.

7.25 Законченные строительством отдельно стоящие здания, сооружения и электротехнические устройства, встроенные или пристроенные помещения производственного, подсобно-производственного и вспомогательного назначения с смонтированным в них оборудованием, средствами управления и связи принимаются в эксплуатацию рабочими комиссиями до приемки пускового комплекса для предъявления их приемочной комиссии.

7.26 Датой ввода ГТУ в эксплуатацию считают дату подписания акта приемочной комиссией.

8 Организация эксплуатации ГТУ

8.1 Эксплуатацию ГТУ осуществляют в соответствии с местной производственной инструкцией, которая, в свою очередь, не должна противоречить требованиям технических регламентов, национальных стандартов, настоящего стандарта, технических условий и требований фирмы-изготовителя.

8.2 При эксплуатации ГТУ должны обеспечиваться:

- соблюдение действующих нормативных, технических документов: технических регламентов, документов в области стандартизации, инструкций (руководств) по эксплуатации заводов изготовителей;
- возможность работы с номинальными параметрами;
- надежность работы основного и вспомогательного оборудования при соблюдении диспетчерского графика нагрузки;
- нормативные показатели экономичности основного и вспомогательного оборудования;
- чистота проточной части компрессоров и турбин, теплообменных аппаратов;
- отсутствие утечек воздуха и газа, а также течей топлива, масла и воды.

8.3 Требования к режимам эксплуатации

8.3.1 Пуск ГТУ

8.3.1.1 К эксплуатации ГТУ должен допускаться персонал, прошедший специальную подготовку и проверку знаний технической и пожарной безопасности, а также проверку знаний настоящего стандарта и эксплуатационных инструкций в объеме, соответствующем занимаемой должности или рабочему месту.

8.3.1.2 Для ГТУ, пускаемой после монтажа, должна быть составлена местная инструкция по эксплуатации в соответствии с требованиями изготовителя, технических регламентов, национальных стандартов, настоящего стандарта и технических условий, в которую необходимо включить требования по взрывопожаробезопасности с указанием должностных лиц, ответственных за выполнение конкретных мероприятий.

8.3.1.3 Предпусковая подготовка выполняется в соответствии с руководством по эксплуатации фирмы-изготовителя ГТУ.

Наладка системы автоматического пуска должна проводиться с помощью имитатора без подачи топлива в камеры сгорания.

8.3.1.4 Перед зажиганием топлива в камерах сгорания должно быть проверено отсутствие природного газа в машинном зале и под обшивкой (в укрытии) ГТУ. Тракты автономных ГТУ (без теплообменников на выхлопе) должны быть провентилированы с вращением ротора пусковым двигателем не менее 2 мин. при работе на жидком топливе и не менее 5 мин., при работе на газообразном топливе.

После каждой неудачной попытки пуска зажигание топлива без предварительной вентиляции трактов не менее 4 мин. при работе на жидком топливе и 10 мин. при работе на газовом топливе не допускается. Конкретная продолжительность вентиляции в зависимости от компоновки тракта, вида топлива и типа ГТУ должна быть указана в местной инструкции по эксплуатации.

8.3.1.5 Длительность вентиляции газовоздушного тракта ГТУ с теплообменниками на выхлопе до зажигания топлива при пуске устанавливается из условия не менее чем шестикратного обмена воздуха в тракте при вращении ее ротора пусковым устройством.

Зажигание топлива без предварительной вентиляции газовоздушных трактов ГТУ или ПГУ запрещается.

8.3.1.6 Пуск ГТУ должен осуществляться автоматически. Алгоритмы автоматического пуска и набора нагрузки, заданные заводом-изготовителем ГТУ, должны обеспечивать минимальное расходование ресурса (в пределах значений, согласованных в формулах для расчета эквивалентной наработки, см. ниже) при проведении нормальных и ускоренных пусков ГТУ из каждого теплового состояния агрегата.

8.3.1.7 Пуск ГТУ должен осуществляться на основном топливе. В обоснованных случаях допускается использование специального пускового топлива, вид которого должен быть согласован и указан в инструкции (руководстве) по эксплуатации завода-изготовителя и/или в технических условиях или на поставку ГТУ.

8.3.1.8 Стопорные и регулирующие топливные клапаны ГТУ должны быть плотными. Клапаны должны расхаживаться на полный ход перед каждым пуском, а также ежедневно на часть хода при непрерывной работе, если это предусмотрено инструкцией.

Проверка плотности топливных клапанов ГТУ должна производиться после капитального и среднего (регламентного) ремонта с визуальным контролем, а также перед каждым пуском ГТУ с контролем отсутствия давления топлива перед регулирующими клапанами.

Плотность топливных клапанов ГТУ должна проверяться не реже одного раза в месяц при регулярной эксплуатации установки, а также перед пуском после длительного (свыше семи суток) простоя ГТУ.

8.3.1.9 Система автоматического пуска должна включать блокировки, препятствующие выполнению последующего этапа пуска до полного завершения предыдущего.

8.3.1.10 Пуск ГТУ запрещается при условиях, указанных в заводских инструкциях для основного и вспомогательного оборудования.

8.3.1.11 Пуск ГТУ должен быть прекращен действием автоматических защит или персоналом в случаях:

- повышения температуры газов в проточной части выше допустимой по графику пуска;
- недопустимого повышения или понижения давления топлива перед стопорным клапаном;
- возникновения пульсаций давления, помпажа циклового компрессора или недопустимого приближения к границе помпажа;
- нарушения установленной последовательности пусковых операций;
- взрыва ("хлопка") в камере сгорания или далее по ходу газов в тракте ГТУ;
- воспламенения топлива или масла в ГТУ.
- при неисправности или отключении хотя бы одной из защит;
- при дефектах системы регулирования, которые могут привести к забросу температуры газов или разгону турбины;
- при неисправности одного из масляных насосов или системы их автоматического включения;
- при отклонении от норм качества масла и при температуре масла ниже установленных пределов;
- при протечках жидкого топлива или масла, а также утечке газового топлива;
- при качестве топлива, не удовлетворяющем требованиям, а также при температуре и давлении топлива выше или ниже установленных пределов;
- при отклонении контрольных показателей теплового и механического состояния ГТУ от допустимого;
- задевания, посторонних шумов и повышенной вибрации в турбомашинах;
- повышения нагрузки пускового устройства выше допустимой;

- не предусмотренного инструкцией снижения частоты вращения разворачиваемого вала после отключения пускового устройства.

8.3.1.12 Запрещается пуск ГТУ после аварийного вывода из работы или сбоя при предыдущем пуске, если причины таких отказов не устранены.

8.3.1.13 При наличии в выхлопном тракте ГТУ теплообменных аппаратов и байпасирующих их газоходов с шиберами пуск ГТУ должен производиться с полностью открытыми к дымовой трубе шиберами; переключение шиберов, включение в работу КУ или подогревателей, зажигание топлива в дожигающих устройствах за турбиной допускается только после выхода на режим и взятия установленной в инструкции нагрузки.

8.3.2 Работа ГТУ на установившемся режиме

8.3.2.1 По результатам режимных испытаний, проводимых во время приемочных испытаний или после их завершения, должны быть составлены нормативные и энергетические характеристики ГТУ по мощности и удельному расходу тепла при различных наружных условиях, а также по промежуточным техническим показателям. Сравнение показателей ГТУ и их элементов с нормативными показателями должно производиться для характерных режимов работы.

8.3.2.2 В процессе эксплуатации на основании наблюдений и показаний приборов должна проводиться параметрическая и вибрационная диагностика, включающая анализ:

- соответствия мощности и экономичности ГТУ расчетной и нормативной;
- степени загрязнения и запасов устойчивости компрессоров;
- эффективности теплообменных аппаратов;
- неравномерности измеряемых температур газов на входе или выходе турбины;
- давления топлива и воздуха (газов), а также давления и температуры масла в характерных точках;
- вибрации турбин, компрессоров, электрогенераторов, возбудителей и редукторов.

Предельные значения отклонений контролируемых параметров от паспортных не должны превышать заданных заводами-изготовителями или указанных в стандартах и технических условиях на поставку.

Периодичность и объем параметрической и вибрационной диагностики определяют в местной инструкции по эксплуатации в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя ГТУ.

8.3.2.3 При эксплуатации ГТУ целесообразно регулярно регистрировать (автоматически или вручную) параметры режима работы, эксплуатационной готовности, надежности и простои.

Параметры режима работы:

- падение давления на фильтрах в комплексном воздухоочистительном устройстве;
- разрежение на входе в компрессор;

- температуру на входе в компрессор;
- давление на выходе из компрессора;
- температуру на выходе из компрессора;
- расход воздуха через компрессор (если измеряется);
- давление на входе в турбину (если измеряется);
- избыточное давление на выходе из турбины;
- температуру газов на выходе из турбины;
- расходы топлива;
- частоты вращения роторов турбины;
- частота в энергосистеме;
- нагрузку;
- положение входного направляющего аппарата;
- расход воды/пара подаваемого в камеру сгорания;
- теплотворную способность топлива;
- уровни вибрации;
- температуру масла;
- уровни масла в маслобаках;
- расходы охлаждающего воздуха (если измеряются);
- давление охлаждающего воздуха;
- температуру охлаждающего воздуха;
- положения регулирующих клапанов охлаждающего воздуха (если имеются);
- давления охлаждающей воды;
- температуру охлаждающей воды;
- время выхода на режим самоходности;
- время от подачи сигнала на отключение до полной остановки ротора ГТУ;
- концентрации вредных и токсичных веществ (газов);

Параметры эксплуатационной готовности и надежности:

- число нормальных пусков;
- число ускоренных пусков;
- число успешных нормальных пусков;
- число успешных ускоренных пусков;
- время эксплуатации с нагрузкой не выше базовой;
- время эксплуатации с нагрузкой не выше пиковой;
- продолжительность использования электрического генератора в качестве синхронного компенсатора (если имелось);
- предупредительные сигналы (число, время, причина);
- выводы из работы;
- программные за заданное время (дата, время, причина);
- аварийные с прекращением подачи топлива (дата, время, причина, исходная нагрузка);

Простои:

- дата и время начала и конца простоя;
- продолжительность, причина, мероприятия;

8.3.2.4 Эксплуатационные тепловые испытания должны проводиться периодически (не реже одного раза в года), при выводе ГТУ в ремонт и после его окончания для получения фактических показателей и подтверждения их соответствия нормативным характеристикам.

8.3.2.5 Снижение фактической мощности ГТУ в течение межремонтного периода не должно превышать 4 % от номинальной мощности, а увеличение удельного расхода топлива – 2 %.

8.3.2.6 Завод-изготовитель в технической документации на поставку должен указать допустимые значения необратимых изменений таких характеристик, как массовый расход компрессора, его КПД, температура отработавших в турбине газов, мощность и КПД ГТУ при длительной (через 4, 8, 16, 32 и 48 тысяч часов) работе.

8.3.2.7 В ходе эксплуатационных испытаний должна проводиться проверка теплотехнических показателей ГТУ на режимах холостого хода, частичной и полной нагрузки при нормальной тепловой схеме, штатных условиях регулирования расходов топлива и углов установки поворотного входного направляющего аппарата компрессора. После проведения испытаний должны быть определены:

- зависимость температуры газа за турбиной от электрической мощности ГТУ, положения входного направляющего аппарата компрессора, температуры наружного воздуха;
- зависимость расхода топлива от электрической мощности ГТУ, положения ВНА компрессора, температуры наружного воздуха;
- зависимость расходов газов на выходе из турбины от электрической мощности ГТУ, положения ВНА компрессора, температуры наружного воздуха;
- зависимость энтальпии отработавших в турбине газов от электрической мощности ГТУ, положения ВНА, температуры наружного воздуха;
- зависимость КПД ГТУ от электрической мощности ГТУ, температуры наружного воздуха и положения ВНА компрессора;
- зависимости КПД турбомашин от характерных параметров ГТУ.

8.3.2.8 По результатам испытаний определяется соответствие реально полученных в опытах значений мощности и КПД ГТУ энергетической характеристике.

8.3.2.9 При работе ГТУ должны проводиться профилактические мероприятия по предотвращению и устранению загрязнений проточной части турбомашин, регенераторов и воздухоохладителей.

8.3.2.10 Обледенение воздушных фильтров и проточной части компрессоров не допускается. При необходимости воздухозаборные тракты ГТУ должны быть оборудованы устройствами для предотвращения обледенения.

8.3.2.11 Электрические генераторы ГТУ при переходе в режим электродвигателя должны немедленно отключаться, для чего на электрогенераторах должна устанавливаться защита от обратной мощности.

Это требование не распространяется на ГТУ со свободными силовыми турбинами.

8.3.2.12 При загорании отложений в регенераторах или подогревателях сетевой воды, если при этом не происходит опасного изменения параметров ГТУ, установка должна быть оставлена в работе для обеспечения охлаждения теплообменных поверхностей.

При загорании отложений на остановленной ГТУ должны быть включены установки пожаротушения.

8.3.3 Вывод из работы газотурбинной установки

8.3.3.1 Нормальный (плановый) вывод из работы ГТУ должен производиться по программе, реализуемой системой автоматического вывода из работы и отключения.

8.3.3.2 Программа САО для обеспечения взрывопожаробезопасности должна включать:

- разгружение агрегата с заданной скоростью снижения нагрузки;
- закрытие регулирующих топливных клапанов, стопорных клапанов и электрозадвижек на трубопроводах подвода топлива к узлам регулирования;
- открытие вентилей на трубопроводе продувки газопровода при использовании газообразного топлива или дренажных клапанов при использовании жидкого топлива;
- эффективную вентиляцию газовоздушных трактов установки не менее чем с двукратным обменом воздуха;
- продувку топливных коллекторов и форсунок воздухом, паром или инертным газом в соответствии с ТУ завода-изготовителя ГТУ;
- закрытие шиберов на стороне всасывания и (или) выхлопе ГТУ по окончании вентиляции газовоздушных трактов

8.3.3.3 При выводе ГТУ в длительный резерв должны быть приняты меры к ее консервации. Продолжительность вывода из работы и отключения, при которой требуется консервация, перечень подлежащих консервации узлов и технология ее проведения должны быть указаны в инструкции (руководстве) по эксплуатации завода-изготовителя ГТУ.

8.3.4 Аварийное состояние ГТУ

8.3.4.1 Газотурбинная установка немедленно отключается персоналом при отказе работы защит или их отсутствии в случаях:

- недопустимого повышения температуры газов в характерных сечениях ГТУ;
- повышения частоты вращения ротора сверх допустимого предела;
- обнаружения трещин или разрыва масло- или топливопроводов высокого давления;
- недопустимого осевого сдвига и недопустимых относительных перемещений роторов компрессоров и турбин;
- недопустимого снижения давления масла в системе смазки или уровня в масляном баке, а также недопустимого повышения температуры масла на сливе из любого подшипника или температуры любой из колодок упорного подшипника;

- прослушивания металлических звуков (скрежета, стуков), необычных шумов внутри турбомашин и аппаратов ГТУ;
- возрастания вибрации подшипниковых опор выше допустимых значений;
- появления искр или дыма из подшипников или концевых уплотнений турбомашин или электрогенераторов;
- воспламенения масла или топлива и невозможности немедленно ликвидировать пожар имеющимися средствами;
- возникновение вибрационного горения или проскока пламени в зону смешения в камере сгорания;
- взрыва (хлопка) в камерах сгорания или газоходах;
- погасания факела в камерах сгорания или недопустимого понижения давления жидкого или газового топлива;
- потери напряжения на устройствах регулирования и автоматизации или на всех контрольно-измерительных приборах;
- отключения генератора вследствие внутреннего повреждения;
- возникновения помпажа компрессоров или недопустимого приближения к границе помпажа;
- недопустимого изменения давления воздуха за компрессорами;
- возникновения кругового огня на контактных кольцах электрогенератора
- загазованности в любом отсеке ГТУ;
- отключения всех вентиляторов подачи воздуха под кожух ГТУ;
- отказа программно-технического комплекса САУ ГТУ приводящего к невозможности управления всем оборудованием турбоустановки или его контроля.

Одновременно с отключением ГТУ действием защиты или персоналом должен быть отключен электрогенератор.

8.3.4.2 Газотурбинная установка должна разгружаться и останавливаться по решению технического руководителя энергетического объекта в случаях:

- нарушения нормального режима эксплуатации или нормальной работы вспомогательного оборудования, при появлении сигналов предупредительной сигнализации, если устранение причин нарушения невозможно без вывода из работы и остановки оборудования;
- заедания стопорных, регулирующих и противопомпажных клапанов;
- обледенения воздухозаборного устройства, если не удается прекратить обледенение при работе под нагрузкой;
- недопустимого повышения температуры наружных поверхностей корпусов турбин, камер сгорания и переходных трубопроводов, если снизить температуру изменением режима работы не удается;
- недопустимого увеличения неравномерности измеряемых температур газов;
- недопустимого повышения температуры воздуха перед компрессорами высокого давления, а также в случаях нарушения

нормального водоснабжения (для ГТУ с промежуточным охлаждением воздуха при сжатии);

- при неисправности отдельных защит или оперативных КИП.

8.3.4.3 При аварийном выводе из работы и отключении ГТУ должна быть прекращена подача топлива в камеру сгорания и к горелкам КУ с дожиганием путем закрытия стопорного клапана, ПЗК и других запорных устройств на газопроводах ГТУ и КУ, должны открываться продувочные газопроводы и трубопроводы безопасности на отключенных газопроводах ГТУ и КУ.

8.3.4.4 После отключения ГТУ должна обеспечиваться эффективная вентиляция трактов и производиться продувка топливных коллекторов и форсунок (горелок) воздухом или инертным газом. По окончании вентиляции перекрываются всасывающий и/или выхлопной тракты. Продолжительность и периодичность вентиляции и прокруток роторов при остывании ГТУ должны быть указаны в руководстве по эксплуатации изготовителя и в местной инструкции.

8.3.4.5 Перед ремонтом газового оборудования, осмотром и ремонтом камер сгорания или газоходов газовое оборудование и запальные трубопроводы должны отключаться от действующих газопроводов с установкой заглушки после запорной арматуры

8.3.5 Вывод ГТУ из эксплуатации

8.3.5.1 При выводе из эксплуатации ГТУ должна быть приведена в состояние, исключающее возможность ее запуска:

- снятием питания со стартеров,
- снятием предохранителей в схеме управления,
- блокировкой подачи топлива,
- снятием клапана управления подачей топлива или блокировкой управляющей программы.

8.3.5.2 Все системы должны быть полностью блокированы и снабжены бирками, также должны быть сделаны необходимые записи в паспорте-формуляре ГТУ.

8.3.5.3 Установка должна быть (если необходимо) подвергнута консервации методом соответствующим предполагаемому дальнейшему ее использованию.

Вредные или ядовитые жидкости или материалы должны удаляться согласно инструкции утвержденной техническим руководителем электростанции.

8.4 Контроль эффективности работы ГТУ

8.4.1 Должен быть организован анализ технико-экономических показателей для оценки состояния оборудования, режимов его работы, соответствия нормируемых и фактических показателей, эффективности проводимых организационно-технических мероприятий.

Целью анализа должно быть улучшение конечного результата работы электростанции.

8.4.2 По установленным формам должен быть организован учет показателей работы оборудования (сменный, суточный, месячный, годовой) для контроля экономичности и надежности, основанный на показаниях контрольно-измерительной аппаратуры, результатах испытаний, измерений и расчетов.

8.4.3 8.2.3 Руководители электростанции должны обеспечивать необходимые достоверность и точность показаний измерений, правильную постановку учета и отчетности в соответствии с действующими нормативными и техническими документами.

8.4.4 Результаты работы смены, цеха электростанции должны не реже одного раза в месяц рассматриваться с персоналом в целях анализа и устранения недостатков его работы, а также ознакомления с опытом передовых смен и отдельных работников.

8.4.5 Должны разрабатываться и выполняться мероприятия по повышению надежности и экономичности работы оборудования, энергосбережению, в том числе по экономии топлива и других энергоресурсов, использованию вторичных энергоресурсов.

8.4.6 Должны определяться следующие технико-экономические показатели:

- количество выработанной и отпущенной электроэнергии и тепла каждой ГТУ;
- рабочая электрическая мощность и показатели эффективности использования установленной мощности ГТУ;
- аварийность, наработка на отказ;
- себестоимость электроэнергии, отпущенной электростанцией;
- удельный расход условного топлива на отпущенную электроэнергию и тепло;
- удельный расход технологической воды на охлаждение;
- расход электроэнергии на собственные нужды (СН) электростанций, отнесенной отдельно к выработке электроэнергии и отпуску тепла;
- удельная численность и коэффициент обслуживания промышленно-производственного персонала.

8.4.7 Для каждой ГТУ должны быть разработаны энергетические характеристики оборудования, устанавливающие зависимость технико-экономических показателей его работы в абсолютном или относительном исчислении от электрических и тепловых нагрузок (см. также п. 7.2.1);

8.4.8 Энергетические характеристики и нормы отдельных показателей должны быть представлены эксплуатационному персоналу в форме режимных карт, инструкций, таблиц и графиков.

8.4.9 Энергетические характеристики ГТУ и графики удельных расходов топлива на отпущенную электроэнергию и тепло должны пересматриваться один раз в пять лет.

Пересмотр должен проводиться также в том случае, когда вследствие технического перевооружения и реконструкции ГТУ. изменения вида

сжигаемого топлива или других мероприятий фактические удельные расходы топлива на отпуск электроэнергии изменяются более чем на 2 %.

8.4.10 8.2.10 Распределение электрических нагрузок между агрегатами газотурбинной электростанции должно осуществляться на основе метода относительных приростов расхода топлива.

8.4.11 8.2.11 Повышение экономичности и улучшение использования топлива должно оцениваться с учетом фактических условий работы оборудования по объему сэкономленного топлива относительно предусмотренного в нормативных характеристиках.

8.5 Технический контроль и надзор при эксплуатации ГТУ

8.5.1 На каждой газотурбинной установке должен быть организован постоянный и периодический контроль (осмотры, технические освидетельствования, обследования) технического состояния оборудования, зданий и сооружений, определены уполномоченные за их состояние и безопасную эксплуатацию лица, а также назначен персонал по техническому и технологическому надзору и утверждены его должностные функции.

8.5.2 Все технологические системы газотурбинной установки должны подвергаться периодическому техническому освидетельствованию.

Техническое освидетельствование технологических схем и электрооборудования проводится по истечению установленного нормативно-технической документацией срока службы, причем при проведении каждого освидетельствования в зависимости от состояния оборудования намечается срок проведения последующего освидетельствования. Газотурбинная установка - в сроки в соответствие с действующими нормативно-техническими документами и ТУ изготовителя. Здания и сооружения - в сроки в соответствие с действующими нормативно-техническими документами, но не реже 1 раза в 5 лет.

Техническое освидетельствование производится комиссией, возглавляемой техническим руководителем электростанции или его заместителем. В комиссию включаются руководители и специалисты структурных подразделений электростанции, представители служб специализированных организаций и органов государственного контроля и надзора.

Задачами технического освидетельствования являются оценка состояния и определение мер, необходимых для обеспечения установленного срока службы ГТУ.

Периодическое техническое освидетельствование должно включать: наружный и внутренний осмотр; проверку технической документации; испытания на соответствие условиям безопасности оборудования, зданий и сооружений (гидравлические испытания; настройка предохранительных клапанов; испытания автоматов безопасности, грузоподъемных механизмов, контуров заземлений).

Одновременно с техническим освидетельствованием должна осуществляться проверка выполнения предписаний органов государственного контроля и надзора и мероприятий, намеченных по

результатам расследования нарушений работы газотурбинной установки и несчастных случаев при его обслуживании, а также мероприятий, разработанных при предыдущем техническом освидетельствовании.

Результаты технического освидетельствования должны быть занесены в технический паспорт газотурбинной установки.

Эксплуатация газотурбинных установок с аварийно-опасными дефектами, выявленными в процессе, а также с нарушениями сроков технического освидетельствования не допускается.

8.5.3 Постоянный контроль технического состояния оборудования производится оперативным и оперативно-ремонтным персоналом электростанции.

Объем контроля устанавливается в соответствии с положениями нормативных документов и ТУ изготовителя.

Порядок контроля устанавливается местными производственными и должностными инструкциями.

8.5.4 Периодические осмотры оборудования, зданий и сооружений производятся лицами, контролирующими их безопасную эксплуатацию.

Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем электростанции. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальном журнале.

8.5.5 Лица, контролирующие состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений, обеспечивают соблюдение технических условий при эксплуатации газотурбинных установок, учет их состояния, расследование и учет отказов в работе оборудования и их элементов, ведение эксплуатационно-ремонтной документации.

8.5.6 Работники электростанции, осуществляющие технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений, должны:

- организовывать расследование нарушений в эксплуатации оборудования и сооружений;
- вести учет технологических нарушений в работе оборудования;
- контролировать состояние и ведение технической документации;
- вести учет выполнения профилактических противоаварийных и противопожарных мероприятий;
- принимать участие в организации работы с персоналом.

9 Требования к характеристикам ГТУ

9.1 Режимы использования ГТУ

ГТУ должна соответствовать общим техническим требованиям к эксплуатации установленным действующими нормативными документами и ТУ на изделия конкретных типов:

ГТУ должна обеспечивать режимы работы со следующими условиями использования:

9.2 Классы использования (наработка):

класс A: эксплуатация до 500 часов в год включительно с резервированием номинальной пиковой (оперативной) мощности

класс B: эксплуатация до 2000 часов в год включительно с номинальной пиковой мощностью

класс C: эксплуатация до 6000 часов в год включительно с полупиковой мощностью

класс D: эксплуатация до 8760 часов в год включительно с номинальной базовой мощностью

9.3 Число пусков (цикличность):

Диапазон I: свыше 500 пусков в год

Диапазон II: до 500 пусков в год

Диапазон III: до 100 пусков в год

Диапазон IV: до 25 пусков в год

Диапазон V: непрерывная эксплуатация без запланированного вывода из работы и остановки для осмотра и/или технического обслуживания в течение указанного периода.

9.4 Ресурс (срок службы)

Газотурбинный двигатель должен быть спроектирован и изготовлен: Для базового использования – класс D и диапазон IV) на:

- назначенный ресурс (или общий ресурс до списания) не менее 100000 часов работы под нагрузкой или на срок службы 20 лет, что раньше наступит;
- с интервалами осмотра и ремонта высокотемпературных деталей газового тракта не менее 8000 часов;
- ресурс до первого капитального ремонта и между капитальными ремонтами не менее 24000 часов.

При пиковом классе использования средний ресурс до 1-ого капитального ремонта и между капитальными ремонтами не менее 1000 пусков или 4000 часов работы под нагрузкой.

За срок службы допускается замена отдельных высокотемпературных деталей турбомашин и камер сгорания. Такие узлы и детали ГТУ, имеющие ограниченный ресурс, должны иметь срок службы не менее ресурса между капитальными ремонтами или быть кратными ему.

Поставщик (Изготовитель) устанавливает необходимый интервал между остановками ГТУ на техническое обслуживание, но не менее 1500 часов.

В зависимости от режимов работы (нагрузок, числа пусков и циклов изменения нагрузки), вида топлива и условий эксплуатации эти цифры могут изменяться на основе эквивалентности.

Изготовитель устанавливает ресурс ГТУ и межремонтные интервалы в эквивалентных часах, которые рекомендуется рассчитывать по формуле:

$$\tau_{экв} = a_1 \cdot n_1 + a_2 \cdot n_2 + \sum_{i=1}^{n} t_i + f \cdot w \cdot (b_1 \cdot t_1 + b_2 \cdot t_2) \quad (1)$$

где a_1 – наработка в часах эквивалентная одному нормальному пуску;

n_1 – число нормальных пусков;

a_2 – наработка в часах эквивалентная одному быстрому пуску;

n_2 – число быстрых пусков;

t_i – наработка в часах эквивалентная одному быстрому изменению температуры при резком увеличении («набросе») нагрузки или аварийном выводе из работы и отключении.

f – коэффициент, учитывающий отличие качества топлива от рекомендуемого;

w – коэффициент, учитывающий влияние впрыска воды или пара на расходование ресурса;

n – число быстрых изменений температуры;

b_1 – коэффициент расходования ресурса при работе с базовой нагрузкой

t_1 – часы работы на холостом ходу и базовых нагрузках меньших номинальной (обычно $b_1 = 1$);

b_2 – коэффициент расходования ресурса при работе с пиковой; нагрузкой;

t_2 – часы работы на нагрузках от базовой до пиковой.

Должна быть предусмотрена возможность следующих чрезвычайных режимов эксплуатации ГТУ с соответствующим сокращением ресурса высокотемпературных деталей:

- повышение мощности ГТУ на 10 % от номинальной путем увеличения начальной температуры газа. Возможность повышения мощности в пиковом режиме более чем на 10 % по сравнению с мощностью базового режима и связанное с этим снижение ресурса оговаривается в контракте с поставщиком ГТУ;

- ускоренного пуска осуществляемого в случае необходимости и отличающегося от нормального пуска меньшим временем выхода на холостой ход и ускоренным увеличением нагрузки с сокращением времени прогрева до минимально допустимого;

- номинальную скорость пуска и увеличения нагрузки, в том числе повторного, устанавливают в инструкции (руководстве) по эксплуатации завода-изготовителя и/или в технических условиях на ГТУ конкретного типа;

- системы и конструкция резервных ГТУ должны обеспечивать возможность ускоренных пусков и увеличения нагрузки за время не более 5 мин. Число таких пусков за ресурс и снижение ресурса указывают в инструкции (руководстве) по эксплуатации завода-изготовителя и/или в технических условиях на ГТУ конкретного типа.

9.5 Экономичность, надежность и готовность ГТУ

В течение межремонтного периода показатели надежности должны составлять:

- средняя наработка на отказ:
  - а) в пиковом классе использования - не менее 800ч,
  - б) в базовом классе использования – не менее 3500ч;

- коэффициент технического использования - не менее 0,92 (для ГТУ с конвертированными авиационными и судовыми двигателями – не менее 0,95);

Примечание - Коэффициент технического использования ($K_И$) определяют по формуле:

$$K_И = \frac{\tau_р}{\tau_р+\tau_n+\tau_a}; \quad (2)$$

где $\tau_р$ - время работы

τ_n - время простоя для плановых ремонтов и обслуживания

τ_a - время восстановления после вынужденного (непланового) отключения или вывода из работы

- коэффициент надежности пусков – не менее 0,95;

Примечание - Коэффициент надежности пусков ($K_П$)= $N_У$/N определяют по формуле:

$$K_П = \frac{N_У}{N}; \quad (3)$$

где $N_У$ - число успешных пусков;

N - общее число попыток запуска.

- коэффициент готовности – не менее 0,98.

Примечание – Коэффициент готовности ($K_Г$) определяют по формуле:

$$K_г = \frac{\tau_р}{\tau_р+\tau_a} \quad (4)$$

Отказом считают любой вынужденный (неплановый) вывод из работы, вызванный нарушением работоспособности ГТУ, если он не вызван отказом станционных систем или нарушением инструкций по эксплуатации.

За срок службы допускается замена отдельных высокотемпературных деталей турбин и камер сгорания. Такие узлы и детали ГТУ должны иметь срок службы не менее ресурса между капитальными ремонтами или быть кратными ему.

10 Требования к эксплуатации систем автоматизированного управления технологическими процессами газотурбинных установок

10.1 Организация эксплуатации системы автоматизированного управления

10.1.1 Автоматизированные системы управления должны обеспечивать решение задач производственно-технологического, оперативно-диспетчерского и организационно-экономического управления ГТУ. Эти задачи возлагаются, соответственно, на автоматизированные системы управления технологическим процессом (АСУ ТП);

10.1.2 При эксплуатации АСУ следует руководствоваться инструкцией (руководством) по эксплуатации завода-изготовителя, СТО 70238424.27.100.037-2009, СТО 70238424.27.100.038-2009 и другими нормативными документами по разработке, внедрению и эксплуатации АСУ на энергообъектах и в энергосистемах.

10.1.3 АСУ ТП могут функционировать как самостоятельные системы и как подсистемы интегрированных АСУ энергообъектов.

10.1.4 Ввод АСУ ТП в эксплуатацию должен производиться в установленном порядке на основании акта приемочной комиссии.

Вводу АСУ ТП в промышленную эксплуатацию может предшествовать опытная ее эксплуатация, продолжительность которой устанавливается приемочной комиссией. Создание и ввод АСУ ТП в эксплуатацию можно осуществлять в одну или две очереди.

10.1.5 Приемка АСУ ТП в промышленную эксплуатацию производится по завершении приемки в промышленную эксплуатацию всех задач, предусмотренных для вводимой очереди.

10.1.6 Обязанности структурных подразделений по организации эксплуатации и обслуживанию комплекса технических средств, программного обеспечения с указанием границ обслуживания должны быть определены приказами руководителей электростанции.

10.1.7 Работники, обслуживающие АСУ ТП, должны обеспечить:

- надежную эксплуатацию технических средств, информационного и программного обеспечения АСУ;
- представление согласно графику соответствующим подразделениям информации, обработанной в ЭВМ;
- эффективное использование вычислительной техники в соответствии с действующими нормативами;
- совершенствование и развитие АСУ ТП (внедрение новых задач, модернизацию программ, находящихся в эксплуатации, технологии сбора и подготовки исходной информации);
- организацию информационного взаимодействия со смежными иерархическими уровнями АСУ;
- разработку нормативных документов, необходимых для функционирования АСУ;
- анализ работы АСУ, ее экономической эффективности, своевременное представление отчетности;
- ведение технической и эксплуатационной документации по утвержденному техническим руководителем электростанции перечню.

10.1.8 Ремонтно-профилактические работы на технических средствах АСУ ТП должны выполняться в соответствии с утвержденными графиками, а порядок их вывода в ремонт определяться утвержденным положением.

10.1.9 Персонал, обслуживающий системы управления, обеспечивает поддержание их в исправном состоянии и готовность к работе путем:

- своевременного проведения технического обслуживания и ремонта;
- выполнения мероприятий по повышению надежности и эффективности использования;
- обеспечения необходимыми резервными техническими средствами и расходными материалами.

10.1.10 Исправность средств автоматического включения резервного электрического питания устройств АСУ ТП, устройств сигнализации, наличия на них напряжения должны проверяться по графику, утвержденному техническим руководителем энергетического объекта.

10.1.11 Проверка работоспособности средств логического управления производится после проведения ремонтных работ во внешних цепях или в шкафах. Она выполняется персоналом технологического цеха и цеха обслуживающего систему управления путем воздействия на исполнительные органы, а если этому препятствует тепловое состояние оборудования без воздействия на них. Объем и порядок проведения проверок работоспособности регламентируется специальной инструкцией.

10.1.12 Периодическое опробование технологических защит должно производиться согласно графику, утвержденному техническим руководителем энергетического объекта. При недопустимости проверки исполнительных операций защит в связи с тепловым состоянием защищаемого оборудования опробование защиты производится без воздействия на исполнительные устройства.

Перед пуском ГТУ после капитального и среднего ремонта, а также после проведения ремонта в цепях технологических защит проверяется исправность и готовность защит путем опробования на сигнал каждой защиты и действия защит на все исполнительные устройства.

Перед пуском ГТУ после ее простоя более трех суток проверяют действие защит на все исполнительные устройства, а также операции включения резерва технологического оборудования.

Опробование должно производиться персоналом соответствующего технологического цеха и персоналом обслуживающим технические средства.

Опробование защит с воздействием на оборудование производят после окончания всех работ на оборудовании, участвующем в работе защит.

Все случаи срабатывания защит в эксплуатации, а также их отказов учитывают, а причины и виды неисправностей анализируют.

10.2 Требования к эксплуатации системы автоматического управления (САУ) ГТУ

10.2.1 САУ ГТУ должна обеспечивать:

- автоматическую проверку готовности ГТУ к пуску (исправность оборудования системы управления и пожаротушения, плотность отсечных и запорных органов);
- автоматический пуск ГТУ, включая выполняемые по одной команде:
  а) автоматический разворот вала ГТУ;
  б) зажигание топлива;
  в) выход на режим самоходности и отключение пускового устройства;
  г) выход на холостой ход и подготовку к синхронизации;
  д) синхронизацию с сетью и выход на режим заданной нагрузки (по пошаговым программам нормального или ускоренного пуска);
- регистрацию пусковых режимов;
- автоматизированный поэтапный пуск в процессе пуско-наладочных работ;
- автоматическое регулирование частоты вращения;

- ограничение температуры продуктов сгорания;
- стабилизацию режима заданной мощности;
- безударный (плавный) переход с одного вида топлива на другой;
- поддержание запаса до границы помпажа компрессора на всех режимах;
- предупредительную и аварийную сигнализацию;
- защиту оборудования в аварийных ситуациях;
- участие в регулировании частоты и мощности энергосистемы, включая аварийное регулирование;
- нормальный вывод из работы с охлаждением на предусмотренных режимах и аварийный вывод из работы с мгновенным отключением подачи топлива.

При нормальном выводе из работы с помощью пошаговой программы, САУ осуществляет:

- регулируемое разгружение до холостого хода;
- отключение электрогенератора от электрической сети, снижение частоты вращения и охлаждение при сохранении горения в камере сгорания;
- отключение подачи топлива и вспомогательных устройств, не нужных при валоповороте;

После вывода из работы ГТУ при валоповороте производят:

- проворачивание вала в течение установленного времени;
- отключение оставшихся в работе вспомогательных устройств после охлаждения ГТУ;
- приведение ГТУ в готовность к следующему пуску.

10.2.2 САУ должна осуществлять:

- формирование задания по частоте вращения и мощности с учетом теплового состояния элементов ГТУ и сигналов общей системы электростанции системы нормального и аварийного регулирования мощности, а также по командам оператора;
- вычисление средней температуры газов перед турбиной (турбинами) по значению температуры газов за ней, а также запаса до границы помпажа компрессора;
- автоматическое снижение управляющего сигнала при сбросе нагрузки (в том числе и максимальной) до холостого хода;
- диагностирование правильности функционирования всей ГТУ и непосредственно САУ.

10.2.3 САУ ГТУ должна выполнять следующие информационные функции:

- представление текущей информации на дисплеях и индивидуальных приборах в объеме достаточном для контроля за состоянием основного и вспомогательного оборудования, за регулируемыми параметрами и сигнализацию их отклонения от заданных параметров настройки срабатывания;
- контроль достоверности поступающей информации и отбраковку недостоверных данных;

- регистрацию времени работы и температуры газов на установившихся режимах, количество нормальных и ускоренных пусков, нормальных и аварийных выводов из работы и отключений, а также температуры газов, с которой были произведены эти отключения, при этом должен производиться расчет по нарастающей полученной поврежденности и определение остаточного ресурса;

- расчет технико-экономических показателей, параметрическую и по термомеханическим показателям диагностику состояния ГТУ, расчет трендов контролируемых параметров;

- регистрацию аварийных ситуаций, включающую регистрацию информации о технологических параметрах за определенный период времени, предшествовавший возникновению аварии.

10.2.4 САУ ГТУ должна быть построена таким образом, что отказы отдельных ее элементов не приводили к нарушениям надежной работы ГТУ, наработка САУ ГТУ на отказ должна быть не меньше 20000 часов;

- изготовитель должен обеспечить 10 % запас по производительности САУ ГТУ и место, необходимое для дополнительных панелей;

- изготовитель, по договору с заказчиком, осуществляет поддержку эксплуатации (определение неполадок САУ ГТУ, требующих специальных знаний), используя для этого телекоммуникации с модемными интерфейсами.

10.2.5 Система автоматического регулирования (САР) должна обеспечивать:

- устойчивое поддержание заданной электрической нагрузки, не допуская ее незатухающих колебаний, как при работе на изолированную сеть, так и при работе параллельно с другими агрегатами;

- ограничение частоты вращения ротора электрогенератора на всех стационарных режимах;

- удержание частоты вращения при сбросе максимальной (пиковой) нагрузки до нуля на уровне не вызывающем срабатывание автомата безопасности, настроенного на срабатывание при повышении частоты вращения не более 12 % сверх номинальной;

- поддерживание требуемой температуры газов за турбиной, не допуская ее повышения до предельного уровня, при котором срабатывает аварийная защита;

- надежную работу ГТУ на режимах пуска и остановки, в том числе и при отключениях в аварийных ситуациях;

- беспомпажную устойчивую работу компрессора при пусках, частичной, номинальной и пиковой нагрузках, наборе и снижении нагрузки и при остановках;

- устойчивое горение топлива с минимальными выбросами и недожогом и монотонное изменение температуры газов при перераспределении топлива (и воздуха, если имеется) в пределах камеры сгорания ГТУ.

10.2.6 САР должна удерживать ГТУ на режиме холостого хода электрического генератора, обеспечивая его синхронизацию и включение в сеть. САР должна удерживать частоту вращения на холостом ходу в пределах от 95 до 105 % ее номинального значения.

10.2.7 САР ГТУ должна обеспечивать :

- степень нечувствительности частоты вращения генераторного вала при любой нагрузке не более 0,2 % от номинальной;
- степень статической неравномерности регулирования частоты вращения генераторного вала в пределах от 4 до 5 % и местную степень неравномерности в пределах от 2 до 6 %;
- нечувствительность системы ограничения температуры газов не более 10°С.

Температуру выхлопных газов современных ГТУ измеряют за турбиной и/или за компрессорной турбиной (турбинами) в схемах с выделенной силовой турбиной. По ней определяют температуру газа на входе в турбину. Степень нечувствительности системы ограничения температуры газов 10°С относят к косвенно определяемой температуре газа на входе в турбину.

10.2.8 Возбуждаемые САР колебания:

- частоты вращения при изолированной работе ГТУ со стабильной нагрузкой не должны превышать 0,12 % от номинальной частоты;
- электрической мощности, развиваемой ГТУ при параллельной работе с другими установками с постоянной частотой вращения и стабильной нагрузкой, не должны превышать пределов ±2 % от номинальной;
- расхода топлива при работе регулятора топлива или ограничителя температуры газов совместно с системой регулирования расхода топлива при параллельной работе ГТУ с другими установками не должны вызывать изменений электрической мощности более, чем на ±3 % от номинальной;
- расхода топлива при работе регулятора электрической мощности совместно с системой регулирования расхода топлива при постоянной частоте вращения не должны вызывать изменений мощности более чем на ±2 % от номинальной.

10.2.9 САР ГТУ при необходимости выполняет специальные функции регулирования системы сжигания топлива, распределение топлива по каналам (горелкам, изменение сечений газовоздушного тракта камеры сгорания, выпуска воздуха из компрессора на выход из турбины и т.д.), впрыска воды или пара для ограничения вредных выбросов.

10.2.10 Функции САР осуществляются путем воздействия на устройства регулирующие:

- общий расход топлива;
- углы установки поворотных направляющих аппаратов на входе и в первых ступенях компрессора;
- положение антипомпажных клапанов;
- распределение топлива (а при необходимости и воздуха) в пределах камеры сгорания.

10.2.11 САР ГТУ взаимодействует с подсистемами автоматического управления электрическим генератором, тиристорным пусковым устройством, вспомогательным оборудованием и АСУ ТП электростанции, с системой автоматического управления подачей в камеру сгорания воды или пара для снижения выбросов NO_X.

10.2.12 Система автоматических защит должна обеспечивать немедленное отключение ГТУ в случаях:

- недопустимого повышения температуры газов перед (и/или за) турбиной;
- повышения частоты вращения ротора сверх допустимого предела;
- недопустимого понижения давления масла в системе смазки или уровня масла в маслобаке;
- недопустимого повышения температуры масла на сливе из любого подшипника или любой из колодок упорного подшипника;
- погасания факела в камере сгорания;
- возрастания вибрации подшипниковых опор выше допустимых значений;
- недопустимого понижения давления жидкого или газового топлива;
- недопустимого осевого смещения ротора (для одновальной ГТД);
- отключения всех вентиляторов подачи воздуха в укрытие ГТД;
- исчезновения напряжения на устройствах САУ регулирования или на всех контрольно-измерительных приборах;
- возникновения помпажа компрессора или недопустимого приближения к границе помпажа;
- возникновения пульсаций давления или проскока пламени в зону смешения в камере сгорания;
- возникновения или опасности пожара или взрыва;
- недопустимого увеличения перепада давления воздуха на фильтрах;
- недопустимого изменения давления воздуха за компрессором;
- отключения генератора вследствие внутреннего повреждения;
- срабатывания защит вспомогательного оборудования ГТУ.

Предельные значения параметров ГТУ устанавливает завод-изготовитель ГТУ.

10.2.13 Для надежного прекращения подачи топлива, кроме регулирующего его расход клапана, должны устанавливаться последовательно два независимых стопорных (отсечных) клапана, закрывающихся при любом выводе из работы и отключении.

10.2.14 Аварийный вывод из работы и отключение ГТУ должен производиться путем прямого закрытия стопорных клапанов на линии подачи топлива. После него проводятся регламентированные инструкцией по эксплуатации операции по выводу из работы и отключению оборудования.

10.2.15 Чтобы уменьшить износ газовой турбины и расходование ее ресурса, в случаях, когда это допустимо, система защиты не должна немедленно останавливать ГТУ, а переводить ее на минимальные обороты самоходности или минимальную нагрузку на время, необходимое для

охлаждения газовой турбины перед отключением подачи топлива, или даже на время достаточное для выяснения и устранения причин срабатывания защиты. Соответствующие случаи согласовываются между поставщиком ГТУ и заказчиком в контракте на поставку ГТУ.

10.2.16 В многовальных ГТУ каждый вал должен оснащаться защитой от недопустимого превышения частоты вращения, если даже можно показать, что опасный разгон этого вала аэродинамически невозможен. Электрическая система защиты от разгона должна состоят, как минимум, из двух независимых датчиков и контуров управления.

10.2.17 Параметры настройки срабатывания защиты от разгона на одновальных энергетических ГТУ не должна быть выше 110 % номинальной частоты вращения.

В двухвальных энергетических ГТУ она выбирается так, чтобы не допустить возможного и после срабатывания защит заброса частоты вращения вызывающего чрезмерные напряжения в роторе.

В некоторых случаях могут потребоваться дополнительные средства ограничения заброса оборотов при сбросе нагрузки, например, устройство стравливающих воздух клапанов или перевода нагрузки на реостат, срабатывающие под действием регулятора скорости и защиты от разгона или их обоих.

10.2.18 Система управления и защит должна быть безопасной при повреждениях:

- дискретные датчики в системах защиты выполняются нормально открытыми, они замыкаются при работе ГТУ и размыкаются при повреждении;
- аналоговые датчики непрерывно контролируются на обрыв и выход показаний за установленные пределы;
- дискретные сигнальные устройства (например, реле) возбуждаются для работы так, что при потере питания все дискретные сигналы приводят к безопасному состоянию;
- положение аналоговых сигнальных устройств непрерывно контролируется, а ошибки в положении – вызывают сигнал, действующий в сторону безопасности;
- система управления выполняется с определенной избыточностью в критических контурах и (или) с непрерывным, на ходу, контролем правильности работы.

11 Топливо и рабочие среды

11.1 Общие сведения

ГТУ должна допускать нормальную работу на газовых и жидких видах топлива с характеристиками, приведенными в ГОСТ 5542, ГОСТ 305 или указанными в спецификациях поставщиков ГТУ (Приложение А и Б).

В ответственность пользователя в части получения и хранения топлива входит:

- контроль качества топлива при поступлении и его хранении;
- техническое обслуживание систем удаления топливных паров для ограничения или устранения попадания в топливо жидкости и пыли;
- периодическая очистка емкостей для хранения топлива;
- использование за фильтрами топливных коллекторов из нержавеющей стали;
- центрифугирование топлива до или в процессе работы газовой турбины;
- регистрация качества топлива.

11.2 Требования к эксплуатации хозяйства жидкого топлива

11.2.1 Эксплуатация хозяйства жидкого топлива, прием, хранение и подготовка к сжиганию должны быть организованы в соответствии с требованиями действующих нормативных документов. Средства подготовки топлива и особые условия его использования в случае необходимости должны быть указаны в инструкции (руководстве) по эксплуатации завода-изготовителя и/или в технических условиях илина ГТУ конкретного типа.

При эксплуатации хозяйства жидкого топлива должна обеспечиваться:

- бесперебойная подача профильтрованного топлива в количестве, соответствующем нагрузке ГТУ, с давлением, температурой и вязкостью, необходимыми для нормальной работы форсунок;
- контроль количества и качества этого топлива;
- безопасная работа и техническое обслуживание всего оборудования топливной системы.

11.2.2 На трубопроводы жидкого топлива, а при наличии и на их паровые спутники должны быть составлены паспорта установленной формы.

11.2.3 При сливе, хранении и подаче на сжигание жидкого топлива не должно быть допущено его обводнения. При необходимости пропарки цистерн после слива обводненные продукты пропарки должны быть поданы в специальные емкости.

11.2.4 Слив топлива должен быть организован закрытым способом. Сливные устройства, их антикоррозионные покрытия, паровые спутники (при наличии), арматура и т.д. должны быть в исправном состоянии, чтобы не допускать загрязнения топлива и его застывания.

Топливо хранится в резервуарах при температуре, превышающей температуру застывания его не менее чем на 10 °С. Максимально допустимая температура топлива в резервуаре должна быть ниже температуры вспышки не менее чем на 15 °С.

Минимальная и максимальная температура жидкого топлива в резервуарах должна быть указана в местных инструкциях.

11.2.5 Топливо из резервуаров для подачи в ГТУ должно отбираться плавающим заборным устройством с верхних слоев.

11.2.6 Внутренний осмотр резервуаров с циркуляционным способом разогрева должен производиться не реже одного раза в пять лет, резервуаров с паровым обогревом - ежегодно с обязательными гидравлическими

испытаниями плотности внутри резервуарных подогревателей и устранением повреждений антикоррозионного покрытия. Резервуары по мере необходимости должны очищаться от донных отложений.

11.2.7 После монтажа или ремонта трубопроводы жидкого топлива должны продуваться паром или сжатым воздухом и подвергаться химической промывке и пассивации с последующей промывкой топливом в количестве, соответствующем трехкратной вместимости системы.

11.2.8 Вязкость подаваемого на ГТУ топлива должна быть не более: при применении механических форсунок - 2°ВУ (12 мм^2/с), при использовании воздушных (паровых) форсунок - 3°ВУ (20 мм^2 /с).

11.2.9 Жидкое топливо должно быть очищено от механических примесей в соответствии с требованиями заводов - изготовителей ГТУ.

В местных инструкциях должно быть указано допустимое значение перепада давления на фильтрах, при котором они должны выводиться на очистку.

11.2.10 Для поддержания свойств топлива на требуемом для ГТУ уровне необходимо систематически контролировать показатели его качества, влияющие на эксплуатацию и техническое обслуживание ГТУ и всего топливного хозяйства при приеме, хранении и использовании его на ТЭС.

При использовании дизельного топлива в ГТУ обязательному контролю подлежат вязкость, плотность, температуры вспышки и застывания, зольность и содержание коррозионно-агрессивных элементов, коксуемость, массовая доля серы, воды, механических примесей, содержание сероводорода, водорастворимых кислот и щелочей.

Схема проведения анализа дизельного топлива при приеме, хранении и использовании его в качестве основного, резервного, аварийного или пуско-остановочного топлива дана в приложении Ж.

Химическая лаборатория электростанции должна быть оснащена всеми приборами, необходимыми для контроля качества топлива, применяемого в газотурбинных установках, а персонал ее – обучен всем методам, используемым для проведения этого контроля.

При работе ГТУ один раз в сутки должна отбираться проба (до 0,5 дм^3) дизельного топлива из напорных коллекторов в машзале ГТУ. Из этих отобранных проб составляется средняя проба (за пятидневку), в которой определяется содержание натрия, калия и кальция.

11.2.11 При сжигании в ГТУ жидких топлив, содержащих коррозионно-агрессивные элементы (ванадий, щелочные металлы и др.) в количестве, большем, чем допускается действующими стандартами и техническими условиями, топливо должно быть обработано на электростанции в соответствии с местными инструкциями (промывка от солей натрия и калия и/или добавление антикоррозионной присадки).

11.2.12 При определении допускаемого содержания в топливе коррозионно-агрессивных элементов необходимо учитывать их присутствие в цикловом воздухе и воде или паре используемых для снижения выброса токсичных оксидов или увеличения мощности ГТУ. Возможность

использования топлива с отличающимися характеристиками должна быть согласована между поставщиком ГТУ и заказчиком.

11.2.13 При использовании дизельного топлива в качестве резервного или аварийного выбор оборудования (насосы, фильтры) производится по условиям обеспечения бесперебойной подачи профильтрованного топлива в количестве, соответствующем 100 %-ной номинальной нагрузке всех ГТУ, а при использовании его в качестве пускового или остановочного - в количестве, соответствующем 30 % номинальной мощности всех ГТУ.

11.2.14 Контроль качества жидкого топлива должен осуществляться на ТЭС при приеме, хранении и использовании его в соответствии с местными инструкциями.

11.2.15 Отбор проб топлива по ГОСТ 2517 для анализа должен осуществляться из цистерн на приемно-сливном устройстве, из всех резервуаров хранения топлива и из напорных коллекторов топлива к ГТУ в машзале.

11.2.16 Каждый раз после слива новой партии топлива (маршрута) отбирается средняя проба из резервуара для определения зольности, содержания Na, K, Ca, V, Pb, механических примесей, воды.

11.2.17 При длительном хранении топлива в резервуаре, если нет поступления новых партий, необходимо 1 раз в месяц проводить отбор пробы его и анализ, а в случае ухудшения его качества (изменение содержания воды, коррозионно-агрессивных металлов, механических примесей, зольности) вопрос о возможности его дальнейшего хранения и использования решается в каждом случае руководством станции с привлечением при необходимости завода-изготовителя ГТУ.

11.2.18 Все физико-химические показатели качества жидкого топлива определяются стандартными методами, указанными в технических требованиях на топлива.

11.3 Требования к эксплуатации хозяйства газового топлива

11.3.1 При эксплуатации газового хозяйства должны быть обеспечены:

- бесперебойная подача к камере сгорания ГТД газа требуемого давления, очищенного от посторонних примесей и конденсата, в количестве, соответствующем нагрузке ГТУ;
- контроль количества и качества поступающего газа;
- безопасная работа оборудования, а также безопасное проведение его технического обслуживания и ремонта;
- контроль технического состояния, своевременное и качественное техническое обслуживание и ремонт оборудования.

11.3.2 Эксплуатация газового хозяйства ГТУ должна быть организована в соответствии с действующими правилами.

11.3.3 На каждый газопровод и вид оборудования ГРП должны быть составлены паспорта, содержащие основные данные, характеризующие газопровод, помещение ГРП, оборудование и КИП, а также сведения о событиях монтажа, наладки, выполненных ремонтах.

11.3.4 На газотурбинной электростанции должны быть составлены и утверждены техническим руководителем перечень газоопасных работ и инструкция, определяющая порядок подготовки и безопасность их проведения применительно к конкретным производственным условиям. Газоопасные работы должны выполняться по наряду. Лица, имеющие право выдачи нарядов на газоопасные работы, должны быть назначены приказом по электростанции. Перечень газоопасных работ должен пересматриваться и переутверждаться не реже одного раза в год.

Особо опасные работы (ввод в эксплуатацию, пуск газа, присоединение газопроводов, ремонт газопроводов и оборудования "под газом", работы в ГРП с применением сварки и газовой резки) должны производиться по наряду и специальному плану, утвержденному техническим руководителем электростанции.

В плане работ должны быть указаны строгая последовательность проведения работ, расстановка людей, потребность в механизмах и приспособлениях; мероприятия, обеспечивающие максимальную безопасность данных работ.

11.3.5 Не допускаются колебания давления газа на выходе из ГРП, превышающие 10 % рабочего. Неисправности регуляторов, вызывающие повышение или понижение рабочего давления, неполадки в работе предохранительных клапанов, а также утечки газа, должны устраняться в аварийном порядке.

Требуемое стабильное давление газа перед стопорными клапанами обеспечивается блоком регулирования давления газа, входящим в состав пункта подготовки газа.

11.3.6 Проверка срабатывания устройств защиты, блокировок и сигнализации должна производиться в сроки, предусмотренные действующими нормативными документами, но не реже 1 раза в 6 месяцев.

11.3.7 Газопроводы при заполнении газом должны быть продуты до вытеснения всего воздуха. Окончание продувки должно определяться анализом отбираемых проб, при этом содержание кислорода в газе не должно превышать 1 %, или сгоранием газа, которое должно происходить спокойно, без хлопков.

Выпуск газовоздушной смеси при продувках газопроводов должен осуществляться в места, где исключена возможность попадания ее в здания, а также воспламенения от какого-либо источника огня.

Газопроводы при освобождении от газа должны продуваться воздухом или инертным газом до полного вытеснения газа. Окончание продувки определяется анализом. Остаточная объемная доля газа в продувочном воздухе не должна превышать 20 % нижнего предела воспламенения газа.

11.3.8 11.2.8 По утвержденному графику должен проводиться обход трассы подземных газопроводов, находящихся на территории электростанции. При этом должны проверяться на загазованность колодцы газопровода, а также расположенные на расстоянии 15 м в обе стороны от газопровода другие колодцы (телефонные, водопроводные,

теплофикационные, канализационные), коллекторы, подвалы зданий и другие помещения, в которых возможно скопление газа.

Для обслуживания подземных газопроводов должны быть составлены и выданы на руки обходчикам маршрутные карты с присвоенными им номерами. В каждой из них должны быть указаны схема трассы газопроводов и ее длина, а также колодцы подземных коммуникаций и подвалы зданий, расположенные на расстоянии до 15 м в обе стороны от газопроводов.

11.3.9 Наличие газа в подвалах, коллекторах, шахтах, колодцах и других подземных сооружениях должно проверяться газоанализатором во взрывозащищенном исполнении.

Анализ проб воздуха в подвалах зданий может производиться непосредственно в подвале газоанализаторами взрывозащищенного исполнения, а при отсутствии их - путем отбора пробы воздуха из подвала и анализа ее вне здания.

При отборе проб воздуха из коллекторов, шахт, колодцев и других подземных сооружений спускаться в них не допускается.

При нахождении в подвале, а также у колодцев, шахт, коллекторов и других подземных сооружений курить и пользоваться открытым огнем не допускается.

11.3.10 При обнаружении загазованности на трассе должны быть приняты меры к дополнительной проверке газоанализатором и проветриванию загазованных подвалов, первых этажей зданий, колодцев камер, находящихся в радиусе 50 м от обнаруженного места утечки. При обнаружении загазованности подвалов дополнительно должны быть предупреждены люди, находящиеся в здании, о недопустимости курения, пользования открытым огнем и электроприборами.

Одновременно должны быть приняты неотложные меры к выявлению и устранению утечек газа.

11.3.11 Проверка плотности соединений газопроводов, отыскание мест утечек газа на газопроводах, в колодцах и помещениях должны выполняться с использованием мыльной эмульсии.

Применение огня для обнаружения утечек газа не допускается.

Все обнаруженные на действующих газопроводах неплотности и неисправности должны немедленно устраняться.

11.3.12 Сброс удаленной из газопровода жидкости в канализацию не допускается.

11.3.13 Подача и сжигание на ГТУ доменного и коксового газов должны быть организованы в соответствии с положениями действующих правил.

11.3.14 Особенности эксплуатации при подаче и сжигании газогенераторного и сбросно-технологического, влажного и сернистого (содержащего меркаптаны или сероводород) природного газа определяют проектом и местной инструкцией по экмплуатации.

11.3.15 Твердые частицы размером более 30 мкм в газовом топливе ГТУ не допускаются, 99,9 % (по весу) твердых частиц должны иметь размер

5 мкм и меньше. Требования к чистоте газового топлива должны быть указаны в инструкции (руководстве) по эксплуатации завода-изготовителя и/или в технических условиях илина ГТУ конкретного типа.

11.3.16 Содержание любых паров в газовом топливе не должно превышать значений, соответствующих состоянию насыщения при температуре на 20°С ниже температуры в топливном трубопроводе.

Для обеспечения требуемого ГОСТ 5542 качества природного газа кроме его очистки от механических частиц и влаги в системе может осуществляться подогрев газа, предотвращающий выпадение конденсатов в тракте топливораспределения.

11.3.17 Допустимое содержание в газовом топливе реагентов, вызывающих коррозию (соединения серы, щелочные металлы, хлориды и пр.) должно быть указано в инструкции (руководстве) по эксплуатации завода-изготовителя и/или в технических условиях илина поставку ГТУ конкретного типа

11.3.18 Если не удается обеспечить надежное питание электростанции природным газом необходимого для подачи в ГТУ давления, для повышения давления газа устанавливаются специальные компрессоры с необходимыми приводами, вспомогательным оборудованием и САУ. Обслуживание газокомпрессорной станции осуществляется по отдельной инструкции.

11.4 Требования к рабочим средам

11.4.1 Система очистки засасываемого в компрессор ГТУ воздуха должна обеспечивать значение его остаточной среднегодовой запыленности не более 0,3 мг/м^3 , концентрацию пыли с размером частиц более 20 мкм не выше 0,03 мг/м^3. Кратковременно (в периоды повышенной запыленности) допускается, в течение не более 100ч в году, концентрация пыли до 5 мг/м^3 с частицами размером не более 30 мкм.

11.4.2 Состояние воздушных фильтров при эксплуатации должно регулярно контролироваться. Не допускается вынос из них масла или других материалов во всасывающий тракт ГТУ. Не реже 2 раз в месяц воздушные фильтры должны быть осмотрены и очищены от пыли и шлама (если ГТУ работает в базовом режиме, то при ее ближайшем плановом выводе из работы и отключении).

11.4.3 Качество пара и воды, используемого для впрыска в ГТУ для повышения мощности или снижения выбросов токсичных веществ должно соответствовать спецификациям изготовителя ГТУ. Требования изготовителей ГТУ к качеству воды и пара приведены в Приложении В.

11.4.4 На свежие турбинные нефтяные и огнестойкие масла, поступающие на газотурбинную установку, должны быть паспорта.

Слитое из цистерн масло должно быть приведено в состояние, пригодное для заливки в оборудование.

В процессе хранения и эксплуатации турбинное масло должно периодически подвергаться визуальному контролю и сокращенному анализу.

В него входит определение кислотного числа, наличия механических примесей, шлама и воды.

Визуальный контроль масла заключается в проверке его по внешнему виду на содержание воды, шлама и механических примесей для решения о необходимости его очистки.

Периодичность проведения сокращенного анализа турбинного масла:

- масло Тп-22 (ГОСТ 9972) и Тп-22С (ТУ-38101821-83) - не позднее чем через один месяц после заливки в масляные системы, а далее, в процессе эксплуатации, не реже одного раза в три месяца при кислотном числе до 0,1 мг КОН на 1 г включительно и не реже одного раза в два месяца при кислотном числе более 0,1 мг КОН на 1 г;
- при обнаружении в масле шлама или механических примесей во время визуального контроля должен быть проведен внеочередной сокращенный анализ;
- находящееся в резерве нефтяное турбинное масло должно подвергаться сокращенному анализу не реже одного раза в три года и перед заливкой в оборудование;
- визуальный контроль масла, применяемого в автоматизированных электростанциях - при каждом очередном осмотре оборудования, но не реже одного раза в месяц.

11.4.5 На электростанциях должен храниться постоянный запас нефтяного турбинного масла в количестве, равном (или более) вместимости масляной системы самого крупного агрегата и запас на доливки не менее 45-дневной потребности.

11.4.6 Контроль качества свежих и эксплуатационных масел и выдачу рекомендаций по применению масел, в том числе составление графиков их контроля, а также техническое руководство технологией обработки, должна осуществлять химическая лаборатория или соответствующее подразделение.

11.4.7 На масла, залитые в оборудование, должен быть журнал, в который вносятся:

- идентификационный номер стандарта или технических условий;
- результаты испытания масла;
- тип и станционный номер оборудования.

11.4.8 Необходимость и периодичность дополнительных анализов эксплуатационного масла определяются инструкциями по его эксплуатации в конкретном оборудовании.

12 Снижение воздействия на окружающую среду при работе газотурбинных установок

12.1 При работе ГТУ должны приниматься меры для предупреждения или ограничения прямого или косвенного воздействия на окружающую среду выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и сбросов сточных вод в водные объекты, звукового давления в близлежащих районах и обеспечения минимального потребления воды из природных источников.

12.2 Количество загрязняющих атмосферу веществ не должно превышать нормы предельно допустимых или временно согласованных выбросов в атмосферу, сброс вредных веществ на поверхность почвы и водные объекты - норм предельно допустимых сбросов и шумовое воздействие - норм допустимого уровня звукового давления (уровня звука) установленных для каждой электростанции.

12.3 Для контроля выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду, ГТЭС должна быть оснащена постоянно действующими автоматическими приборами, а при их отсутствии или невозможности применения должны использоваться прямые периодические измерения и расчетные методы.

12.4 Эксплуатация ГТУ с устройствами, не обеспечивающими соблюдение установленных санитарных норм и природоохранных требований, запрещается.

12.5 Установки для очистки и обработки загрязненных сточных вод должны быть приняты в эксплуатацию до начала предпусковой подготовки оборудования ГТУ.

12.6 При эксплуатации должен быть организован производственный (объектный) экологический контроль воздействий ГТУ на окружающую среду, а также систематический контроль содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны

При производственном экологическом контроле воздействий эксплуатации ГТУ на окружающую среду подлежат определению и учету:

- объем сжигаемого топлива, продолжительность работы оборудования при различных режимах эксплуатации;
- расход и температура отработавших газов;
- концентрация оксидов азота в отработавших газах и удельный выброс оксидов азота;
- концентрация оксида углерода в отработавших газах и удельный выброс оксида углерода;
- уровни звукового давления работающих агрегатов;
- количество маслосодержащих сточных вод, образующихся в процессе эксплуатации оборудования ГТУ и поступающих в сборную емкость или на очистку;
- расход и температура охлаждающих вод;
- расход отработанного масла.

Организации экологического контроля регулируется положениями, утвержденными руководителем организации на основе Федеральных законов от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» и от 04.05.1999 № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха», а также Положения о создании охранных зон стационарных пунктов наблюдений за состоянием окружающей природной среды, ее загрязнением. Утвержденного Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.08.1999 № 972, СТО 70238424.13.140.001-2008 Тепловые электрические станции.

Экологическая безопасность. Акустическое воздействие (шум). Нормы и требования.

12.7 Руководство электростанции должно обеспечить возможность подключения приборов, обеспечивающих определение содержания в воздухе рабочей зоны следующих веществ:

- углеводороды природного газа (в пересчете на углерод);
- оксиды азота (в пересчете на NO_2);
- оксид углерода;
- пары дизельного топлива;
- сероводород в смеси с углеводородами C_1 - C_5;
- сероводород;
- туман серной кислоты.

Периодичность контроля устанавливают в зависимости от класса опасности вредного вещества: для I класса - не реже одного раза в десять дней, II класса - не реже одного раза в месяц, III и IV классов - не реже одного раза в квартал.

Перечень веществ, подлежащих контролю и класс опасности приведены в ГН 2.2.5.1313-03 [4] (см. приложении Е). При поступлении в воздух рабочей зоны вредных веществ с однонаправленным механизмом действия требуется сигнальное оповещения о превышении уровня ПДК.

Применяемые методики измерения концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны, должны быть утверждены или согласованы Минздравом России.

Методики и приборы контроля должны обеспечить избирательное измерение концентрации вредного вещества в присутствии сопутствующих компонентов на уровне не менее 0,8 ПДК.

Результаты измерений концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны приводятся к нормальным условиям: температура 20°С и давление 101,3 кПа.

12.8 При эксплуатации ГТУ необходимо периодически проводить контроль уровней шума и вибрации и при необходимости выполнить мероприятия по снижению их неблагоприятного воздействия на обслуживающий персонал

12.9 Измерение вибрации ГТУ с целью соответствия ее допустимым параметрам проводится в процессе приемо-сдаточных испытаний, а также после ремонта оборудования.

12.10 Уровень шума, создаваемый газотурбинным двигателем, его вспомогательными устройствами и приводной машиной определяется на высоте 1,5 м и на расстоянии 1 м от установки или ее шумопоглащающего укрытия (контейнера).

Изготовитель ГТУ в целях безопасности персонала должен указать уровень шума внутри шумопоглащающего контейнера (если разрешается доступ в контейнер при работающей ГТУ).

12.11 Уровни звукового давления в октавных полосах частот и уровни звука в местах постоянного присутствия обслуживающего персонала (в

операторной), а также эквивалентный уровень звука, воздействующий в течение рабочей смены на обслуживающий персонал при кратковременном техническом осмотре работающего оборудования, не должны превышать значений установленных ГОСТ 12.1.003.

Для обеспечения допустимого эквивалентного уровня звука время пребывания обслуживающего персонала в рабочих зонах работающего оборудования должно быть указано в инструкции по эксплуатации;

12.12 ГТУ должны быть оснащены газоанализаторами для измерения содержания метана, кислорода, монооксида и диоксида углерода, оксидов азота в продуктах сгорания. В диапазоне нагрузок от 50 % до номинальной содержание оксидов азота не должно превышать 50 мг/м^3 при работе на газовом и 100 мг/м^3 при работе на жидком топливах (ГОСТ 29328). Концентрации оксидов азота определяют при расчете на NO_X в осушенной пробе при 0°С, 0,1013 МПа и условной объемной концентрации кислорода 15 % (ГОСТ 29328, международные стандарты устанавливают ограничения на выбросы в контракте на поставку, если они не противоречат данным, согласованным в контракте, действуют стандарты на выбросы в стране применения).

Методы измерения выбросов стандартизованы в ГОСТ Р ИСО 11042-1.

12.13 При работе ГТУ над трубой не должно быть видимого дыма. На газовом топливе число дымовыделения (Бахараха) не должно быть более 3. При работе на жидком топливе допускается увеличение этого числа до 5 включительно.

Дымовыделение по шкале Бахараха определяют при пуске, работе ГТУ на холостом ходу, промежуточных и полной нагрузках, разгружении, выводе из работы и отключении.

12.12 Инструкция по эксплуатации должна содержать указание о проведении регулярных проверок утечек из выхлопных газоходов и гибких соединений выхлопного тракта, проложенных внутри здания, которые могут привести к отравлению находящегося в здании или проходящего через него персонала.

12.13 Слив отработавших масел и загрязненных растворов после промывки деталей газовоздушного тракта ГТУ должен осуществляться в специальные емкости для последующей утилизации (нейтрализации).

13 Требования вибрационной безопасности ГТУ

13.1 Допустимые значения общей вибрации на рабочих местах и в помещениях электростанции должны соответствовать ГОСТ 12.1.012. В машинных залах допустимое среднее квадратическое значение виброскорости при частотах от 12,5 до 80 Гц, не должно превышать 5,6 мм/с, а допустимый уровень вибрации – 101 дБ. В помещениях для административно-технического персонала и руководящих работников организации допустимое среднее квадратическое значение виброскорости

должно быть умножено на коэффициент 0,14, а допустимый уровень вибрации – уменьшен на 17 дБ.

13.2 Вибрация подшипниковых опор турбин, компрессоров, электрического генератора и возбудителя, вращающихся с частотой 3000 об/мин не должна быть больше 4,5 мм/с. При превышении указанной нормы должны быть приняты меры для снижения вибрации в срок не более 30 суток. Эксплуатация ГТУ при вибрации более 7,1 мм/с запрещается или допускается до проведения ремонтных работ (но не более семи суток). Немедленное прекращение эксплуатации действием защиты или вручную осуществляется при виброскорости более 11,2 мм/с.

Вибрационное состояние корпусов/опор подшипников газотурбинных двигателей, работающих с частотой вращения ротора (роторов) от 3000 до 20000 об/мин оценивают по ГОСТ Р ИСО 10816-4 (Приложение Г).

Контроль вибрационного состояния газотурбинных установок с конвертированными авиационными двигателями по результатам измерений на корпусах газотурбинного двигателя (Приложение Д) оценивают по ГОСТ Р 52526.

При этом вибрации ГТД не должны вызывать вибрацию связанного с ними оборудования более 4,5 мм/с.

Если вибрация измеряемая на корпусе и/или опорах подшипников не соответствует ГОСТ Р ИСО 10816-4, изготовитель должен предоставить данные о допустимых пределах вибрации, включая следующие сведения:

- тип и место установки датчиков;
- методы фильтрации и измерения сигналов;
- рабочие условия;
- предельные значения вибрации;
- поправочные коэффициенты, полученных для этой или подобной установки в стендовых и/или эксплуатационных условиях.

13.3 ГТУ должна быть немедленно остановлена, если при установившемся режиме происходит одновременное внезапное изменение вибрации с оборотной частотой на двух опорах одного ротора, или на смежных опорах, или двух компонентов вибрации одной опоры на 1 мм/с и более от любого начального уровня.

ГТУ должна быть разгружена и остановлена, если в течение от одних до трех суток произойдет плавное возрастание любого компонента вибрации одной из опор подшипников на 2 мм/с .

13.4 При испытаниях на заводском стенде или при сдаче в эксплуатацию амплитуды вибрации вала или корпусов подшипников, измеряемые на турбоблоке штатными датчиками, не должны быть больше 2/3 от значений, которые изготовитель указал в качестве параметра настройки срабатывания для подачи предупредительного сигнала.

13.5 Общие требования к проведению измерений вибрации должны соответствовать требованиям к измерению вибрации ГОСТ 25864, ГОСТ Р ИСО 7919, ГОСТ Р ИСО 10816-4.

14 Техническое обслуживание, ремонт и модернизация

14.1 На каждой газотурбинной установке должны быть организованы техническое обслуживание, плановые ремонты и модернизация оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций. Регламент, технология и периодичность технического обслуживания должны устанавливаться в соответствии с техническими условиями, инструкциями завода-изготовителя ГТУ и действующими нормативными документами.

14.2 За техническое состояние оборудования, зданий и сооружений, выполнение объемов ремонтных работ, обеспечивающих стабильность установленных показателей эксплуатации, полноту выполнения подготовительных работ, своевременное обеспечение запланированных объемов ремонтных работ запасными частями и материалами, а также за сроки и качество выполненных ремонтных работ отвечает собственник газотурбинной установки.

14.3 Объем технического обслуживания и планового ремонта должен определяться необходимостью поддержания исправного и работоспособного состояния оборудования, зданий и сооружений с учетом их фактического технического состояния. Рекомендуемый перечень и объем работ по техническому обслуживанию и капитальному ремонту оборудования должны быть приведены в руководствах изготовителя ГТУ по техническому обслуживанию. Технология ремонта, перечень ремонтных средств и прочая документация на ремонт должны входить в состав технической документации, передаваемой Заказчику.

14.4 Объемы ремонтных работ должны быть предварительно согласованы с организациями-исполнителями (подрядными организациями).

14.5 Перед началом ремонта и во время его проведения комиссией, состав которой утверждается техническим руководителем, должны быть выявлены все дефекты.

14.6 Вывод оборудования и сооружений в плановый ремонт и ввод их в работу должны производиться в сроки, указанные в годовых графиках ремонта и согласованные с организацией, в оперативном управлении или оперативном ведении которой они находятся.

14.7 Приемка оборудования из капитального и среднего ремонта должна производиться комиссией утвержденной техническим руководителем электростанции по программе, согласованной с исполнителями. Состав приемочной комиссии должен быть установлен приказом по электростанции.

14.8 Оборудование электростанций, прошедшее капитальный и средний ремонт, подлежит приемо-сдаточным испытаниям под нагрузкой в течение 48 ч, оборудование тепловых сетей - в течение 24 ч.

14.9 При приемке оборудования из ремонта должна производиться оценка качества ремонта в соответствии СТО 70238424.27.100.012-2008, которая включает оценку:

- качества отремонтированного оборудования;
- качества выполненных ремонтных работ;

- уровня пожарной безопасности.

Оценки качества устанавливаются:

- предварительно - по окончании приемо-сдаточных испытаний;

- окончательно - по результатам месячной подконтрольной эксплуатации, в течение которой должна быть закончена проверка работы оборудования на всех режимах, проведены испытания и наладка всех систем.

14.10 Временем окончания капитального (среднего) ремонта для газотурбинных электростанций является время включения генератора (трансформатора) в сеть;

Если в течение послеремонтных приемо-сдаточных испытаний были обнаружены дефекты, препятствующие работе оборудования с номинальной нагрузкой, или дефекты, требующие немедленного вывода из работы и отключения, то ремонт считается незаконченным до устранения этих дефектов и повторного проведения приемо-сдаточных испытаний.

При возникновении в процессе приемо-сдаточных испытаний нарушений нормальной работы отдельных видов или узлов оборудования, при которых не требуется немедленный вывод из работы и отключение, то вопрос о продолжении приемо-сдаточных испытаний решает технический руководитель электростанции в зависимости от характера нарушений по согласованию с исполнителем ремонта. При этом обнаруженные дефекты исполнитель ремонта устраняет в сроки, согласованные с электростанцией.

Если послеремонтные приемо-сдаточные испытания оборудования под нагрузкой прерывались для устранения дефектов, то временем окончания ремонта считается время последней в процессе испытаний постановки оборудования под нагрузку.

14.11 Ремонт всего основного оборудования, входящего в состав газотурбинной установки, как правило, должен производиться одновременно.

14.12 На электростанции должен быть организован систематический учет технико-экономических показателей ремонта и технического обслуживания оборудования.

14.13 На электростанции должны быть оборудованы - ремонтные мастерские, ремонтные площадки и производственные помещения ремонтного персонала в главном корпусе, вспомогательных зданиях и на сооружениях;

14.14 Оборудование газотурбинной установки должно обслуживаться стационарными и инвентарными грузоподъемными машинами и средствами механизации ремонта в главном корпусе, вспомогательных зданиях и на сооружениях.

14.15 Для своевременного и качественного проведения ремонта газотурбинная установка электростанции должна быть укомплектованы ремонтной документацией, инструментом и средствами производства ремонтных работ.

14.16 Ремонтные организации, осуществляющие ремонт газотурбинных установок, подконтрольных специально уполномоченным органам федеральной исполнительной власти, должны иметь разрешение

(лицензию) на право производства монтажных и ремонтных работ систем пожаротушения и взрывозащиты ГТУ.

14.17 Электростанции с газотурбинными установками должны располагать запасными частями, материалами и обменным фондом узлов и оборудования для своевременного обеспечения запланированных объемов ремонта. Изготовитель по согласованию с заказчиком передает перечень запасных частей и нормы их расходования, принимая во внимание:

- оптимальную требуемую готовность и безопасность выработки энергии;
- предполагаемый режим использования установки;
- время потребности в запасных частях;
- способ доставки запчастей на станцию;
- близость и доступность запасных частей;
- близость и доступность оборудования для восстановления;
- доступность (географическое положение) станции;

14.18 Поддержание ГТУ в работоспособном состоянии в процессе эксплуатации осуществляется на базе системы технического обслуживания и ремонта. Регламент технического обслуживания ГТУ, технология и периодичность выполнения регламентных работ определяется заводом-изготовителем. По требованию заказчика изготовитель может предоставить систему мониторинга технического состояния, позволяющую детально отслеживать необходимую информацию, периодичность мониторинга, методы обработки информации, прогноза и/или диагностики возможных отказов, ухудшения характеристик или необходимости в техническом обслуживании. По требованию заказчика изготовитель должен подтвердить прогноз долговременной, необратимой потери мощности из-за старения на основании опыта работы аналогичной установки. Изготовитель должен дать критерии загрязнения, при котором ГТУ должна быть остановлена на техническое обслуживание.

14.19 Регламент составляется на основе руководства по техническому обслуживанию и ремонту завода-изготовителя и включает:

- содержание и объем проверок в процессе эксплуатации и при выводе ГТУ в резерв;
- технологию и периодичность ремонтов или профилактических работ на ГТУ и их элементах;
- общие трудозатраты на ремонт и их структуру;
- требования к подъемно-транспортному оборудованию и приспособлениям;
- перечень необходимых запасных частей и сменных сборочных единиц.

14.20 При техническом обслуживании на ГТУ проводятся:

- текущие осмотры и контрольные операции, не требующие разборки узлов оборудования;
- осмотры камер сгорания;
- средние ремонты (инспекции деталей горячего тракта);

- капитальные ремонты с разборкой всей ГТУ .

Изготовитель (поставщик) должен установить для предполагаемых режимов использования интервалы для инспекций камер сгорания, деталей горячего тракта, капитальных ремонтов и предоставить методики корректировки интервалов технического обслуживания в зависимости от типа используемого топлива, фактических режимов работы и числа пусков.

14.21 Вид технического обслуживания назначается в зависимости от эквивалентной наработки с начала эксплуатации, после монтажа или после планового ремонта. Техобслуживание вспомогательного оборудования, автоматики, КИП и других систем должно проводиться одновременно с техобслуживанием газотурбинного двигателя.

14.22 Техническое обслуживание в процессе эксплуатации без разборки узлов заключается в осмотре и проверке всего оборудования не реже одного раза в смену и после каждого вывода из работы и отключении ГТУ. Осмотр и проверка в процессе эксплуатации должны производиться по графику и выполняться по маршрутной карте. Осмотру и проверке подлежат:

- воздухозаборные устройства на отсутствие посторонних предметов, льда, инея, а также повреждений конструктивных элементов;
- топливо - и маслопроводы, соединительные фланцы и арматура, а также гидравлические элементы системы регулирования;
- трубопроводы высокого давления, а также циркуляционные и сетевые водоводы на отсутствие утечек воздуха, газа и воды;
- крепления турбомашин и теплообменных аппаратов к фундаментам на отсутствие трещин и механических повреждений в элементах узлов;
- наружная теплоизоляция турбомашин теплообменных аппаратов и трубопроводов на отсутствие повреждений;
- контрольно-измерительные приборы, устройства регулирования, управления и автоматизации на отсутствие видимых повреждений;
- вентили и задвижки, стопорные и регулирующие топливные клапаны с проверкой легкости их хода. Топливные клапаны должны расхаживаться на полный ход перед каждым пуском, а также ежедневно на часть хода при непрерывной работе, если это предусмотрено местной инструкцией;
- отстой масла на наличие воды.

Все обнаруженные при непрерывной работе ГТУ или осмотрах неполадки должны фиксироваться в журнале. Немедленно должны приниматься меры для устранения этих неполадок.

14.23 Не реже двух раз в месяц производят:

- проверку резервных и аварийных масляных насосов и устройств их автоматического включения;
- осмотр и очистка сеток масляных, топливных и водяных фильтров, если предельная величина перепада давлений не будет достигнута ранее; анализ качества топлива;
- осмотр воздушных фильтров, очистка фильтров и сборных коробов от пыли и шлама (если ГТУ работает в базовом режиме, то при ближайшем выводе из работы и отключении).

14.24 Не реже одного раза в месяц производят:

- осмотр и проверка герметичности, производительности и угла распыла топливных форсунок, осмотр газовых горелок камер сгорания;
- проверку работы систем защиты и автоматического управления ГТУ;
- очистку с помощью специальных очистных устройств компрессора на ходу или без вскрытия проточных частей, если по состоянию оборудования такие очистки не потребуются ранее;
- сокращенный анализ турбинного масла;
- контрольный автоматический пуск ГТУ с проверкой правильности последовательности операций и соответствия основных параметров (температур и давлений воздуха и газов, давлений топлива, продолжительности этапов пуска и нагрузки пускового устройства) расчетному графику пуска.

Проверку стопорных и регулирующих топливных клапанов проводить перед каждым пуском ГТУ и в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

14.25 Не реже одного раза в четыре месяца производят:

- проверку работы автомата безопасности без увеличения частоты вращения; после разборки автомата безопасности, перед испытанием на сброс нагрузки и после простоя в резерве длительностью более 1 мес. или после длительного (более 3 мес.) простоя проверка производится увеличением частоты вращения;
- осмотр лопаток компрессоров и турбин через трубопроводы всасывания и выхлопа, смотровые лючки и отверстия для бороскопов (без вскрытия);
- проверку плотности и состояния шиберов, перекрывающих тракт ГТУ после остановки, и байпасных клапанов воздухозаборных устройств;
- проверку состояния устройств шумоглушения и контрольные измерения уровней шума при работе ГТУ, а также проверка эффективности работы системы вентиляции и отопления;
- проверку посадки и плотности противопомпажных клапанов;
- проверку плотности водяного тракта воздухо-и маслоохладителей.

14.26 Ремонты ГТУ целесообразно осуществлять циклами с проведением постепенно увеличивающегося объема работ.

14.27 При инспекции камер сгорания (КС) выполняют:

- вскрытие крышек камер сгорания;
- осмотр деталей КС: пламенных труб, переходного устройства соединяющего КС с турбиной, труб пламяперебpоса, горелок, форсунок, свечей зажигания, электродов, изоляторов;
- визуальный осмотр бороскопом поверхностей газового тракта и рабочих лопаток компрессора и турбины;
- осмотр входа в компрессор (контроль коррозии, трещины);
- осмотр выхлопа турбины (трещины, разрушение панелей щумоглушителя и теплоизоляции);

- осмотр ВНА компрессора, диффузора и лопаток последней ступени турбины;
- измерение зазоров в доступных сечениях;
- контроль трещин в лопатках.

По результатам осмотра производятся необходимые ремонтные работы, замена изнашиваемых деталей (уплотнений, гаек, болтов, манжеток и т.д.), а также отдельных деталей газовоздушного тракта ГТУ, состояние которых делает их дальнейшее использование рискованным.

14.28 При среднем ремонте выполняют все работы предусмотренные для инспекции камеры сгорания и кроме того осуществляют:

- снятие верхней половины корпуса, переходника от КС к турбине, сопл турбины;
- полный осмотр камер сгорания;
- осмотр и запись состояния сопловых и рабочих лопаток турбины;
- измерение и запись радиальных зазоров по лопаткам и в уплотнениях, оценка истирания периферии рабочих лопаток, короблений, эрозии, износа, наклепа;
- контроль и замена неисправных деталей.

По результатам осмотра производятся необходимые ремонтные работы, замена изнашиваемых деталей (уплотнений, гаек, болтов, манжеток и т.д.), а также отдельных деталей газовоздушного тракта ГТУ, состояние которых делает их дальнейшее использование рискованным.

14.29 При капитальном ремонте выполняются те же работы что и при среднем ремонте, а также:

- вскрытие турбомашин со снятием верхних половин их корпусов и подшипников,
- осмотр и очистка их проточной части, определение количества и состава отложений;
- измерение и восстановление зазоров в проточной части турбомашин, подшипниках и уплотнениях;
- дефектоскопия лопаток турбомашин с выемкой роторов;
- снятие с ротора рабочих лопаток, неразрушающий контроль пазов диска и хвостовиков лопаток, восстановление покрытий;
- контроль состояния металла деталей;
- контроль отсутствия трещин, эрозии, деформаций корпусов, оболочек и опор;
- осмотр стоек турбины (эрозия, трещины, истирание, наклепы, зазоры);
- осмотр вкладышей и уплотнений подшипников (контроль зазоров и износа);
- контроль соосности турбины и электрогенератора; турбины и навесного оборудования;
- контроль осадки и дефектоскопия фундаментов;
- ревизию системы регулирования.

По результатам осмотра производят необходимые ремонтные работы, замену изнашиваемых деталей (уплотнений, гаек, болтов, манжеток и т.д.), а

также отдельных деталей газовоздушного тракта ГТУ, состояние которых делает их дальнейшее использование рискованным.

При капитальном ремонте производится плановая замена лопаток отдельных венцов турбины и пламенных труб камер сгорания, для контроля и ремонта (восстановление работоспособности) которых требуется время. Восстановленные детали могут использоваться повторно на ресурс между капитальными ремонтами.

14.30 Порядок допуска к осмотрам и испытаниям ГТУ и порядок вывода ГТУ в ремонт устанавливается в местных инструкциях.

14.31 Техническое обслуживание, ремонт газопроводов и газового оборудования должны осуществляться собственной газовой службой ГТЭС в соответствии с СТО 70238424.27.100.032-2009 или по договору другими организациями, имеющими соответствующую лицензию территориальных филиалов специально уполномоченных органов федеральной исполнительной власти.

В договоре должны быть определены границы эксплуатационной ответственности и объемы работ по техническому обслуживанию и ремонту, регламентированы обязательства в обеспечении условий безопасной и надежной эксплуатации газового хозяйства в соответствии с СТО 70238424.27.100.032-2009.

14.32 Техническое обслуживание газопроводов и газового оборудования ГТУ должно производиться не реже одного раза в шесть месяцев.

Внутренние газопроводы ГТУ должны подвергаться техническому обслуживанию не реже одного раза в месяц и текущему ремонту не реже одного раза в год. Периодичность капитальных ремонтов устанавливается с учетом фактического состояния оборудования.

Техническое обслуживание и текущий ремонт дожимных компрессоров, предохранительной запорной и регулирующей арматуры с гарантированным сроком эксплуатации могут производиться в соответствии с паспортом (инструкцией) завода-изготовителя. По истечении гарантийного срока это оборудование должно пройти проверку и сервисное обслуживание.

Текущий ремонт газового оборудования может не производиться ежегодно, если в паспорте (инструкции) завода-изготовителя есть соответствующие гарантии надежной работы на больший срок и даны разъяснения о режиме обслуживания по истечении гарантийного срока.

14.33 Периодичность средних и капитальных ремонтов ГТУ устанавливается с учетом фактического состояния оборудования, определяемого наработкой в эквивалентных часах и динамикой изменения параметров ГТУ (мощности, КПД, температуры газов на выходе из турбины, частоты вращения ротора генератора газа в ГТУ с выделенной силовой турбиной) в процессе эксплуатации.

Текущие ремонты должны проводиться в соответствии с регламентом технического обслуживания оборудования ГТУ, утвержденным техническим руководителем ТЭС.

14.34 Ремонт оборудования газотурбинной установки допускается только по письменному разрешению руководства электростанции (по наряду).

14.35 Огневые работы в машинном зале ГТУ должны выполняться по наряду, подписанному руководством и согласованному с пожарной охраной объекта.

14.36 Текущий ремонт газопроводов и оборудования газового хозяйства ГТУ должен выполняться по графику, утвержденному техническим руководителем электростанции, но не реже одного раза в год.

14.37 После окончания ремонта на газопроводах и газовом оборудовании ГТУ необходимо провести испытания их на прочность и плотность воздухом в соответствии с указаниями ПБГХ и составлением соответствующего акта. Для газопроводов и оборудования газового хозяйства при давлении выше 1,2 МПа (12 кгс/см^2) следует руководствоваться правилами безопасности систем газораспределения и газопотребления ПБ 12-529-03 [3].

14.38 Запрещается приступать к вскрытию турбины, камеры сгорания, стопорного и регулирующего топливных клапанов, не убедившись в том, что задвижки и вентили по газу закрыты, заглушки установлены, арматура трубопроводов продувки открыта и исключена возможность попадания газа к месту производства работ.

14.39 Место производства ремонтных и огневых работ должно быть обеспечено необходимыми средствами пожаротушения.

15 Обязанности персонала при эксплуатации ГТУ

15.1 Приказом руководителя электростанции должны быть распределены функции по обслуживанию оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций между ответственными лицами из числа ИТР.

15.2 Персонал газотурбинной установки обязан:

- поддерживать качество отпускаемой энергии - нормированную частоту и напряжение электрического тока, давление и температуру теплоносителя;
- соблюдать оперативно-диспетчерскую дисциплину;
- содержать оборудование, здания и сооружения в состоянии эксплуатационной готовности;
- обеспечивать максимальную экономичность и надежность ГТУ;
- соблюдать правила технической и пожарной безопасности в процессе эксплуатации оборудования и сооружений;
- выполнять правила охраны труда;
- предупреждать вредное влияние производства на людей и окружающую среду;
- обеспечивать единство измерений при производстве, передаче и распределении энергии;

- использовать достижения научно-технического прогресса для повышения экономичности, надежности и безопасности и уменьшения воздействия установки на окружающую среду.

16 Техническая документация

16.1 На каждой электростанции должны быть следующие документы:

- акты отвода земельных участков;
- генеральный план участка с нанесенными зданиями и сооружениями, включая подземное хозяйство;
- геологические, гидрогеологические и другие данные о территории с результатами испытаний грунтов и анализа грунтовых вод;
- акты заложения фундаментов с разрезами шурфов;
- акты приемки скрытых работ;
- первичные акты об осадках зданий, сооружений и фундаментов под оборудование;
- первичные акты испытания устройств, обеспечивающих взрывобезопасность, пожаробезопасность, молниезащиту и противокоррозионную защиту сооружений;
- первичные акты испытаний внутренних и наружных систем водоснабжения, пожарного водопровода, канализации, газоснабжения, теплоснабжения, отопления и вентиляции;
- первичные акты индивидуального опробования и испытаний оборудования и технологических трубопроводов;
- акты государственной и рабочих приемочных комиссий;
- утвержденная проектная документация со всеми последующими изменениями;
- технические паспорта зданий, сооружений, технологических узлов и оборудования;
- исполнительные рабочие чертежи оборудования и сооружений, чертежи всего подземного хозяйства;
- исполнительные рабочие схемы первичных и вторичных электрических соединений;
- исполнительные рабочие технологические схемы;
- чертежи запасных частей к оборудованию;
- оперативный план пожаротушения;
- документация в соответствии с требованиями органов государственного контроля и надзора;
- комплект действующих и отмененных инструкций по эксплуатации оборудования, зданий и сооружений, должностных инструкций для всех категорий специалистов и для рабочих, относящихся к дежурному персоналу, и инструкций по охране труда.

Материалы проекта ГТУ, руководства по технической эксплуатации, регламент технического обслуживания и руководство по монтажу и ремонту включающие в частности:

- зависимости основных параметров от внешних условий и потерь на всасе и выхлопе;
- пусковые характеристики;
- зависимости КПД, температуры на входе и выходе и расхода газа за турбиной от мощности установки.

Комплект указанной выше документации должен храниться в техническом архиве электростанции.

16.2 На каждой газотурбинной установке должен быть установлен перечень необходимых инструкций, положений, технологических и оперативных схем. Перечень утверждается техническим руководителем электростанции.

16.3 На основном и вспомогательном оборудовании электростанций должны быть установлены таблички с номинальными данными согласно государственному стандарту на это оборудование.

16.4 Все основное и вспомогательное оборудование, в том числе трубопроводы, системы и секции шин, а также арматура, шиберы газо- и воздухопроводов, должно быть пронумеровано. При наличии избирательной системы управления (ИСУ) нумерация арматуры по месту и на исполнительных схемах должна быть выполнена двойной с указанием номера, соответствующего оперативной схеме, и номера по ИСУ. Основное оборудование должно иметь порядковые номера, а вспомогательное - тот же номер, что и основное, с добавлением буквенных индексов А, Б, В и т.д. Нумерация оборудования должна производиться от постоянного торца здания и от ряда А

16.5 Все изменения в газотурбинной установке, выполненные в процессе эксплуатации, должны быть внесены в инструкции, схемы и чертежи до ввода в работу за подписью уполномоченного лица с указанием его должности и даты внесения изменения.

Информация об изменениях в инструкциях, схемах и чертежах должна доводиться до сведения всех работников (с записью в журнале распоряжений), для которых обязательно знание этих инструкций, схем и чертежей.

16.6 Исполнительные технологические схемы (чертежи) и исполнительные схемы первичных электрических соединений должны проверяться на их соответствие фактическим эксплуатационным не реже 1 раза в 3 года с отметкой на них о проверке.

В эти же сроки пересматриваются инструкции и перечни необходимых инструкций и исполнительных рабочих схем (чертежей).

16.7 Комплекты необходимых схем должны находиться в органах диспетчерского управления соответствующего уровня, у диспетчера энергосистемы, тепловой и электрической сети, у начальников смены (электростанции или энергоблока), дежурного подстанции, района тепловой и электрической сети и мастера оперативно-выездной бригады.

Форма хранения схем должна определяться местными условиями.

16.8 Все рабочие места должны быть снабжены необходимыми инструкциями.

16.9 У дежурного персонала должна находиться оперативная документация.

В зависимости от местных условий объем оперативной документации может быть изменен по решению технического руководителя электростанции.

16.10 На рабочих местах оперативно-диспетчерского персонала в цехах электростанции, на щитах управления с постоянным дежурством персонала, на диспетчерских пунктах должны вестись суточные ведомости.

16.11 Оперативная документация, диаграммы регистрирующих КИП, магнитные записи оперативно-диспетчерских переговоров и выходные документы, формируемые оперативно-информационным комплексом АСУ, относятся к документам строгого учета и подлежат хранению в установленном порядке:

- ленты с записями показаний регистрирующих приборов - три года;
- магнитофонные записи оперативных переговоров в нормальных условиях - 10 суток, если не поступит указание о продлении срока;
- магнитофонные записи оперативных переговоров при авариях и других нарушениях в работе - три месяца, если не поступит указание о продлении срока.

17 Техническая и пожарная безопасность

17.1 При эксплуатации и ремонте оборудования, зданий и сооружений должны выполняться требования стандартов безопасности труда, руководств поставщиков по эксплуатации и техническому обслуживанию ГТУ, Правила техники безопасности при эксплуатации теплотехнического оборудования электростанций и тепловых сетей.

17.2 Руководителем электростанции должны быть разработаны и утверждены инструкции по охране труда (правила безопасности).

17.3 Все работники электростанции должны знать и выполнять правила безопасности труда.

17.4 Руководящие работники и персонал электростанции несут ответственность в пределах своих полномочий за безопасность труда.

17.5 Каждый случай травматизма и случаи нарушения требований безопасности труда должны быть расследованы, выявлены причины и виновники, приняты меры предупреждения повторения подобных случаев. Сообщение, расследование и учет случаев травм осуществляется в соответствии с действующим директивным документом.

17.6 Ответственность за производственный травматизм несут лица, не обеспечившие безопасность труда, не принявшие должных мер для предупреждения травм, в пределах своих полномочий, а также лица, непосредственно нарушившие правила безопасности или инструкции по охране труда.

17.7 При проведении на действующей электростанции сторонними организациями строительно-монтажных, наладочных и ремонтных работ, последними совместно с персоналом эксплуатирующей организации должен быть составлен Акт приема-передачи рабочего места, в соответствии с которым эксплуатирующая организация отвечает за невозможность подачи на выданное рабочее место напряжения, давления или высокой температуры, а сторонняя организация отвечает за соответствие квалификации своего персонала и соблюдение им требований безопасности труда.

17.8 У дежурного работника объекта электроэнергетики должны быть аптечки первой помощи с постоянным запасом медикаментов и перевязочных средств.

17.9 Эксплуатацию зданий и сооружений электростанции организуют в соответствии СТО 70238424.27.100.003-2008 и требованиям действующих нормативных документов по организации эксплуатации конкретного оборудования.

17.10 Работники электростанции, вновь поступившие на работу, должны пройти инструктаж по противопожарной безопасности.

В период эксплуатации ГТУ ее работники должны периодически согласно графику проходить занятия по освоению пожарно-технического минимума по правилам пожарной безопасности, повышать свою квалификацию, участвовать в противопожарных тренировках. Периодичность, тематика и объемы противопожарных тренировок должны определяться с учетом того, что персонал должен приобрести практические навыки тушения пожаров, взаимодействие с пожарными подразделениями, не прекращая управления оборудованием.

17.11 Квалифицированный персонал обслуживающий газотурбинную установку должен быть ознакомлен с инструкциями по эксплуатации автоматических установок пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения (при их наличии таких установок). Персонал административно-технический

17.12 На электростанции должен быть установлен противопожарный режим и выполнены противопожарные мероприятия, разработан и согласован с пожарной охраной оперативный план тушения пожара, оформляться разрешения на производство огневых работ (наряд, допуск) в машзале, кабельном хозяйстве, маслотопливоподготовке и складах ГСМ.

В аварийных ситуациях временные огневые работы должны выполняться под непосредственным руководством инженерно-технического лица, в остальных случаях назначается специальный наблюдающий.

17.13 Тушение пожара на электростанции до прибытия первого пожарного подразделения выполняют силами оперативного и оперативно-ремонтного персонала во главе с дежурным работником объекта электроэнергетики. По прибытии пожарного подразделения руководитель тушения пожара должен проинформировать о принятых мерах по тушению пожара старшего командира пожарного подразделения и передать ему руководство тушением пожара с выдачей письменного допуска.

17.14 За противопожарную безопасность на газотурбинной электростанции ответственность несут:

- руководитель электростанции – за общее противопожарное состояния объектов, выполнение противопожарных мероприятий и требований противопожарного режима;
- оперативный и оперативно ремонтный персонал – за противопожарное состояние закрепленных за ними объектов.

17.15 При наличии на электростанции установок автоматической пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения для их обслуживания должны быть закреплены специально подготовленные работники, прошедшие занятия по изучению работы схем автоматической пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения. Эксплуатация указанных установок должны проводиться в соответствии с местными инструкциями.

Все работы, связанные с отключением автоматической пожарной сигнализации, автоматической установки пожаротушения, участков противопожарного водопровода, а также перекрытием дорог и проездов должны проводиться по согласованию с лицами, ответственными за пожарную безопасность.

18 Консервация и утилизация газотурбинной установки

18.1 При выводе ГТУ в длительный резерв принимаются меры к ее консервации. Продолжительность вывода из работы и отключения, при которых требуется консервация, перечень подлежащих консервации узлов и технология ее проведения указывают в инструкции (руководстве) по эксплуатации завода-изготовителя или в технических условиях на ГТУ.

Необходимость и процедуры внешней консервации ГТУ определяются техническими условиями на конкретные изделия и составленными в соответствии с ними местными инструкциями.

Выбор средств временной противокоррозионной защиты и методов консервации ГТУ производится в соответствии с ГОСТ 9.014-78.

18.2 При выработке ресурса отдельных деталей элементов оборудования определяемого их техническим состоянием, изношенные детали элементов должны подвергаться утилизации и заменяться новыми. К таковым относятся, например, высокотемпературные элементы ГТУ, воздушные и масляные фильтры .

18.3 Элементы оборудования ГТУ не относятся к объектам, требующим захоронения в специальных могильниках или специальной обработке. Утилизация отработанных деталей и элементов должна осуществляться путем разбора их на части, сортировки по видам материалов и другими способами, включая подготовительные процессы, предваряемые процесс утилизации.

Приложение А
(справочное)
Требования к природному газу

А.1 Эксплуатационный персонал должен контролировать соответствие топлива (состав газа, низшая теплота сгорания, плотность, содержание твердых частиц, жидких углеводородов, температура и давление подводимого газа) рекомендациям завода-изготовителя установки и настоящего руководства. Для установок с впрыском воды или расположенных в прибрежных районах необходимо также контролировать содержание щелочных металлов в засасываемом воздухе и в воде.

Таблица А.1 Основные характеристики газового топлива (природный газ по ГОСТ 5542)

Показатель	Значение
Низшая теплота сгорания при 20°С, 0,1013 МПа, МДж/м^3, не менее	31,8
Плотность при 20°С и 0,1013 МПа, кг/м^3	0,676 – 0,830
Массовая концентрация сероводорода, г/м^3, не более	0,02
Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м^3, не более	0,036
Объемная доля кислорода, %, не более	1,0
Масса механических примесей в 1 м^3, г, не более	0,001
Температура воспламенения, К	900 -1100
Концентрационные пределы воспламенения (по метану), %: Нижний верхний	 5 15

Таблица А.2 –Требования поставщиков ГТУ к качеству газового топлива

Свойства		Тип камеры сгорания	
		малотоксичная	обычная
Низшая теплота сгорания	МДж/м^3	34-44	17-100
Допустимые изменения	%	± 10	± 10
Перегрев выше точки росы	^{0}C	> 15	>15
Общее содержание серы, масс , не более	%	0,1	0,1
Содержание твердых частиц, не более	млн$^{-1}$	5	5
Их размеры, не более	мкм	5	5
Содержание масел, не более	млн$^{-1}$	1	10
Максимальные пределы изменения давления	МПа	± 0,05	± 0,05
Максимальная скорость изменения давления	МПа/с	0,005	0,005
Температура, не более	^{0}C	120	120
Макс. пределы изменения температуры	^{0}C	± 20	± 20
Пределы изменения индекса Воббе	%	± 5	± 5
Скорость изменения индекса Воббе, не более	%	0,5	0,5

А.2 Температура газа на входе в камеру сгорания должна быть по крайней мере на 15°С выше температуры насыщения конденсирующихся соединений.

Приложение Б
(справочное)
Требования к жидкому топливу

Б.1 Эксплуатационный персонал должен контролировать соответствие топлива (низшая теплота сгорания, плотность, содержание твердых частиц, воды, серы, ванадия, щелочных металлов, температура и давление подводимого топлива) рекомендациям завода-изготовителя установки и настоящего руководства. Для установок с впрыском воды или расположенных в прибрежных районах необходимо также контролировать содержание щелочных металлов в засасываемом воздухе и в воде.

Таблица Б.1 – Основные характеристики жидкого топлива (топливо дизельное по ГОСТ 305)

Показатель	Требования по маркам Л З А		
	Л	З	А
Цетановое число не менее	45	45	45
Фракционный состав: 50 % перегоняется при температуре, ^{0}С, не выше 96 % перегоняется при температуре, ^{0}С, не выше	 280 360	 280 340	 255 330
Кинематическая вязкость при 20 ^{0}С, мм^2/с (сСт)	3,0-6,0	1,8-5,0	1,5-4,0
Температура застывания, ^{0}С, не выше, Для климатической зоны: умеренной холодной	 -10 -	 -35 -45	 - -55
Температура помутнения, ^{0}С, не выше, Для климатической зоны: умеренной холодной	 -5 -	 -25 -35	 - -
Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, ^{0}С, не ниже: Для судовых дизелей и газовых турбин	 62	 40	 35
Массовая доля серы, %, не более	0,2	0,2	0,2
Массовая доля меркаптановой серы % не более	0,01	0,01	0,01
Зольность, %, не более	0,01	0,01	0,01
Коксуемость 10 % -ного остатка, %, не более	0,3	0,3	0,3
Содержание механических примесей, %	отсутствие	отсутствие	отсутствие
Содержание воды, %	отсутствие	отсутствие	отсутствие
Содержание металлов: Ванадий Натрий Натрий + калий Кальций свинец	Не нормируется	Не нормируется	Не нормируется
Примечание - Дизельное топливо марок Л, З, А высшего сорта должно выпускаться с нормами по показателям, указанным ниже:			

Массовая доля серы, %, не более	0,2		
Концентрация фактических смол, мг на 100 $см^3$ топлива, не более	25		
Йодное число, г йода на 100 г топлива, не более	5		
Зольность, %, не более	0,008		
Коксуемость 10 %-ного остатка, %, не более	0,2 (Л)	0,1 (З)	0,1 (А)
Коэффициент фильтруемости	2		

Б.2 По требованиям заводов-изготовителей ГТУ содержание ванадия и свинца ограничивается 0,5 и 1,0 $млн^{-1}$ соответственно, сумма натрия и калия не должна превышать 0,5 $млн^{-1}$, а для прибрежных и промышленных станций этот предел снижен до 0,3 $млн^{-1}$.

Б.3 Предельно допустимое содержание меркаптановой серы в топливе по требованиям изготовителей ГТУ в 10 раз ниже нормы установленной ГОСТ 305-82 (10 против 100 $млн^{-1}$). Дизельное топливо по содержанию коррозионно-агрессивных металлов при его производстве на заводе не превышает допустимых для ГТУ норм и не требует специальной обработки в топливной системе. Внимание эксплуатационного персонала должно быть обращено на важность сохранения его качества при транспортировке с завода, сливе и хранении.

Требования поставщиков ГТУ к жидким топливам

Свойства	Тип топлива		Метод испытания
	1	2	
Максимальная вязкость $мм^2/с$ при 50 ^0C	10	10	ASTM, D445, DSS
Минимальная вязкость $мм^2/с$ при 20 ^0C	2	< 2	ASTM D455, DSS
Температура дистилляции 90 %, ^0C, не более	330	330	ASTM D86
Температура вспышки, ^0C	> 40	< 40	ASTM D93
Температура помутнения, ^0C			ASTM 2500
Макс. содержание ароматических, % (объемных)	35	35	ASTM D1319
Макс. содержание полиароматических, % (объемных)	1		
Макс. содержание олефинов, % (объемных)	5	5	ASTM D1319
Максимальное содержание воды, $млн^{-1}$	100	> 100	ASTM D4928
Осадок (частиц) мг/л (по массе), макс.	10	> 10	ASTM D2276
Коксуемость 10 %- ного остатка, %, макс.	0,3	0,3	ASTM D189
Содержание серы, % по массе	< 0,1	< 0,1	
Зольность, $млн^{-1}$ по массе, макс.	100	> 100	SIS 155137
Na+K, $млн^{-1}$ по массе, макс.	0,5	> 0,5	ASTM D3605
Ca, $млн^{-1}$ по массе, макс.	2	2	ASTM D3605
Pb, $млн^{-1}$ по массе, макс.	0,5	0,5	ASTM D3605
V, $млн^{-1}$ по массе, макс.	0,5	0,5	ASTM D3605

Примечания:

1 Топлива, со свойствами указанными в столбце 1, могут сразу применяться в ГТУ;

2 Топлива, со свойствами, указанными в столбце 2, требуют должной подготовки с сепарацией или фильтрацией для уменьшения уровня загрязненности до указанного в столбце 1.

Б.4 Для хорошего распыливания вязкость топлива при любых эксплуатационных температурах перед форсунками не должна быть меньше 10 $мм^2/с$ (сСт). Топлива с более высокой вязкостью при пониженных температурах необходимо перед подачей к форсункам подогревать. В

стандартной топливной системе используются насосы, рассчитанные на прокачку топлива с вязкостью не ниже 2 $мм^2/с$ (сСт).

Б.5 Хранить топлива необходимо при температурах, по крайней мере, на 10°С выше температур помутнения. Необходимо предохранять топливо от обводнения и загрязнения при транспортировке и хранении.

Приложение В
(справочное)
Требования поставщиков ГТУ к качеству воды и пара

Параметры и показатели	Среда, назначение и виды топлива					
	Пар в КС		Вода в КС		Вода на промывку	
	газ	жидк	газ	жидк	прокрутка	На ходу
Массовый расход, кг/кг топлива	1,5	1,2	1,0	0,75	-	-
Давление, МПа, не ниже	1,5-1,8		2,5-2,8		0,2	0,2
Температура, ^{0}С, (макс мин)	220		80/5		60/10	60/10
Допустимое изменение макс давления, МПа, не более	± 0,05		± 0,05		-	-
Допустимое изменение макс температуры, ^{0}С, не более	± 10		± 10		-	-
Допустимая скорость изменения температуры. ^{0}С/с	1		5		-	-
Допустимая скорость изменения давления, кПа/с	< 5		< 5		-	-
Кондуктивность при 25 ^{0}С. не более мкСм	0,2		0,2		-	0,2
Концентрация Na+K, млн$^{-1}$, не более	0,01		0,01		200	0,01
Нерастворимый осадок, млн$^{-1}$, не более	-		0,1		1000	0,1
Жесткость, как $CaCO_3$,млн$^{-1}$	-		-		< 500	-
Мутность	-		-		1	-
Кремнекислота (SiO_2), млн$^{-1}$, не более	0,02		0,02		-	0,02
Железо (Fe),млн$^{-1}$, не более	0,02		0,02		0,3	0,02
Медь (Cu),млн$^{-1}$, не более	0,003		0,02		1,0	0,02
Масла, млн$^{-1}$, не более	-		следы		-	следы
KMnO, млн$^{-1}$, не более	-		5		-	5
pH	-		5-9		5-9	5-9

Приложение Г
(справочное)
Границы зон вибрационного состояния по измерениям на корпусе подшипника (по ГОСТ Р ИСО 10816-4)

Таблица Г.1 – Границы зон вибрационного состояния, основанные на измерении виброскорости корпуса/опоры подшипника для машин со скоростью вращения от 3000 до 20000 об/мин

Граница зон	С.к.з виброскорости мм/с
A/B	4,5
B/C	9,3
C/D	14,7

Примечания:

Данные значения применимы для измерений радиальной вибрации на всех корпусах и/или опорах подшипников в установившемся режиме работы на номинальной скорости, а также для осевой вибрации упорных подшипников.

Зона А – в эту зону попадает, как правило, вибрация новых установок, вводимых в эксплуатацию.

Зона В - установки, вибрация которых попадает в эту зону, обычно считаются пригодными для эксплуатации без ограничения.

Зона С – установки, вибрация которых попадает в эту зону, обычно считаются непригодными для длительной непрерывной эксплуатации. Такие установки могут функционировать ограниченный период времени до начала ремонтных работ.

Зона D – уровни вибрации в данной зоне обычно могут вызывать серьезные повреждения установок.

A/B - граничное значение между зоной А и В.

С.к.з – среднеквадратическое значение.

Приложение Д
(справочное)
Границы зон вибрационного состояния по измерениям на корпусе газотурбинного двигателя (по ГОСТ Р 52526)

Таблица Д.1 – Границы зон вибрационного состояния, основанные на измерении виброскорости корпуса газотурбинного двигателя на частоте вращения каждого ротора на установившихся режимах

Граница зон	Пиковое значение виброскорости, мм/с	С.к.з виброскорости, мм/с
А/В	30	20
В/С	45	30

Таблица Д.1 – Границы зон вибрационного состояния, основанные на измерении виброскорости корпуса газотурбинного двигателя в полосе частот, охватывающей частоты вращения двух и более роторов, на установившихся режимах работы

Граница зон	Пиковое значение виброскорости, мм/с	С.к.з виброскорости, мм/с
А/В	45	30
В/С	60	40

Таблица Д.1 – Границы зон вибрационного состояния, основанные на измерении виброскорости корпуса газотурбинного двигателя на любой частоте, отличающейся от частоты вращения ротора на всех установившихся режимах работы

Граница зон	Пиковое значение виброскорости, мм/с			С.к.з виброскорости, мм/с		
Диапазон частот вибрации, Гц	10-20	20-500	500-10000	10-20	20-500	500-10000
А/Б	30	40	30	15	20	15

Приложение Е
(справочное)
Предельно допустимые концентрации (ПДК) и класс опасности некоторых вредных веществ в воздухе рабочей зоны (по п. 2.5.5 ГН 2.2.5.1313-03)

Таблица Е.1 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) и класс опасности некоторых вредных веществ в воздухе рабочей зоны (по п. 2.5.5 ГН 2.2.5.1313-03)

Наименование вещества	ПДК мг/ $м^3$	Агрегатное состояние в воздухе в условиях производства	Класс опасности
Углеводороды природного газа (в пересчете на углерод)	300	Пары	4
Диоксид азота	2	Пары	3
Окись углерода*	20	Пары	4
Дизельное топливо	100	Пары	4
Сероводород в смеси с углеводородами C_1- C_5	3	Пары	3
Диоксид серы	10	Пары	3
Туман серной кислоты	1	Аэрозоль	2
Бенз(а)пирен	0,00015	Аэрозоль	1
Примечание - В автоматизированных электростанциях, в которых не предусматривается постоянное пребывание персонала, допускается повышение ПДК окиси углерода до 50 мг/$м^3$- при длительности работы не более 1 часа, до 100 мг/$м^3$ -при длительности работы не более 30 мин.			

Приложение Ж
(справочное)
Места и периодичность отбора проб дизельного топлива

Таблица Ж.1 – Места и периодичность отбора проб дизельного топлива по ГОСТ 2517

Место отбора средних проб топлива	Периодичность отбора проб топлива	Вид анализа
Из каждой цистерны до слива для определения является ли топливо дизельным	Из каждой партии (маршрута) до слива	Внешний вид, запах
Из цистерн	Из каждой партии (маршрута) после слива партии топлива	Соответствие ГОСТ 305
Из резервуара для хранения	После слива каждой партии топлива	Зольность, содержание Na, K, Ca, V, механических примесей и воды
Из резервуара для хранения	Один раз в месяц (при длительном хранении топлива)	Соответствие ГОСТ 305
Из коллектора дизельного топлива в машзале (перед камерами сгорания ГТУ)	Один раз в сутки при работе ГТУ. Средняя проба составляется из проб, отобранных за 5 дней	Содержание Na, K и Ca

БИБЛИОГРАФИЯ

[1] ISO 3977 Gas turbines – Procurement Part 1 – Part 11 (ИСО 3977 Турбины газовые. Технические условия на закупку. Части 1-11)

Примечание – Переводы на русский язык стандартов ИСО 3977 Турбины газовые. Технические условия на закупку. Части: 1. Общее введение и определения; 2. Стандартные условия и номинальные характеристики; 3. Требования к проектированию; Часть 4. Топливо и условия окружающей среды; 5. Применение в нефтяной и газовой промышленности; 7. Техническая информация; 8. Контроль, испытания, монтаж и ввод в эксплуатацию; 9. Надежность, эксплуатационная готовность, ремонтопригодность и безопасность, можно заказать в Росстандарте на информационном портале по межгосударственной стандартизации.

[2] ISO 6190:1988 Acoustics - Measurement of sound pressure levels of gas turbine installations for evaluating environmental noise - Survey method (ИСО 6190:1988 Акустика. Измерение и оценка уровней шума при работе газотурбинной установки).

Примечание – Информации о наличии перевода на информационном портале Росстандарта по межгосударственной стандартизации отсутствует.

[3] ПБ 12-529-03 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления. Утверждены Постановлением Госгортехнадзора России от 18.03.2003 № 9.

[4] ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Утверждены Постановлением Главного государственного санитарного врача РФ от 30.04.2003 № 76

ОКС 27.040 УДК 006.83, 85, 86, 87 ОКП 31 1029

Ключевые слова: тепловые электрические станции, парогазовые установки. газотурбинные установки, паровые и газовые турбины» котлы-утилизаторы, паропроводы, турбогенераторы, эксплуатация, техническое обслуживание, испытания, методы испытаний

Руководитель организации-разработчика

ОАО «ВТИ»
наименование организации

Генеральный директор — личная подпись — Г.Г. Ольховский
должность — инициалы, фамилия

Руководитель разработки Генеральный директор — личная подпись — Г.Г. Ольховский
должность — инициалы, фамилия

Исполнители: Генеральный директор — личная подпись — Г.Г. Ольховский
должность — инициалы, фамилия

Ведущий научный сотрудник — личная подпись — В.Л. Трушечкин
должность — инициалы, фамилия

gost.e-ecolog.ru