Некоммерческое Партнерство «Инновации в электроэнергетике»



СТАНДАРТ ОРГАНИЗИЦИИ НП «ИНВЭЛ»

СТО 70238424.27.100.007-2008

ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ.

Условия поставки. Нормы и требования

Дата введения – 2008-12-08

Издание официальное

Москва

2008

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

Положения настоящего стандарта изложены в соответствии сГОСТ Р 1.5-2004. Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты национальные Российской Федерации. Правила построения, изложения, оформления и обозначения., ГОСТ Р 1.4-2004. Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения., ГОСТ Р 1.5-2001. Стандарты межгосударственные, правила и рекомендации по межгосударственной стандартизации. Общие требования к построению, изложению, содержанию и обозначению, ГОСТ Р 1.12-2004. Стандартизация в Российской Федерации. Термины и определения.

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 01.12.2008 г. № 39

4 Настоящий стандарт организации (далее СТО) гармонизирован со следующими международными/европейскими нормами в части требований:

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

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

Изменения в настоящий стандарт, вызванные, например, внедрением новых типов оборудования, изменением нормативной базы и регламентов, а также иными причинами вносятся установленным порядком.

© НП «ИНВЭЛ», 2008

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

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины, определения, обозначения и сокращения 2
4 Общие положения 5
5 Требования безопасности 7
6 Технические требования 7
6.1 Общие технические требования 7
6.2 Требования к парогенерирующим контурам и утилизационным системам 10
6.3 Требования к технологической схеме 11
6.4 Требования к пусковой схеме 11
6.5 Требования к маневренности и участию ПГУ в регулировании частоты и мощности в энергосистеме. 12
6.6 Требования к системе автоматизированного управления 14
6.7 Требования надежности 15
6.8 Требования энергетической эффективности и экологической чистоты 16
7 Комплектность поставки 17
8 Гарантии 18
8.1 Номенклатура показателей 18
8.2 Условия гарантий 19
8.3 Ответственность генерального поставщика за качество оборудования 19
9 Оценка и подтверждение соответствия 20
10Утилизация оборудования 21
11Комплектность документации 21
Приложение А (справочное) Основные понятия по парогазовым установкам, используемые в технико-экономических расчетах и планировании. 23
Библиография 25

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ. УСЛОВИЯ ПОСТАВКИ. НОРМЫ И ТРЕБОВАНИЯ

Дата введения 2008-12-08

1 Область применения

Стандарт распространяется на энергетические блоки, в состав которых входят газотурбинные установки:

– утилизационные парогазовые установки;

– парогазовые установки с дополнительным сжиганием топлива после ГТУ или в паровом котле;

– утилизационные установки ГТУ для выработки пара и (или) нагрева конденсата, питательной или сетевой воды;

– утилизационные установки ГТУ для выработки технологического пара и (или) нагрева сетевой воды с дополнительным сжиганием топлива после ГТУ или в котле (ГТУ-ТЭЦ).

Стандарт не распространяется на энергетические блоки с парогазовыми установками с высоконапорным парогенератором.

Положения Стандарта предназначены для использования генерирующими компаниями, электростанциями и организациями, осуществляющими проектирование, поставку оборудования, строительство, монтаж, наладку и эксплуатацию тепловых электростанций с использованием газотурбинных установок.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 12.1.023-80 ССБТ. Шум.

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума.

ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 26.279-84 Блоки энергетические для ТЭС на органическом топливе. Общие требования к шумоглушению.

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

ГОСТ Р 1.4-2004 Стандарты организаций. Общие положения.

ГОСТ Р 1.5-2004 Стандарты национальные Российской Федерации.

СО 153-34.20.501-03 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации.

Примечание:

1. При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов классификаторов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим

информационным указателям.

2. 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, определения, обозначения и сокращения

3.1 В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями.

3.1.1 **автоматизированные системы управления**: Системы, оснащенные средствами вычислительной техники, осуществляющие заданные им функции в сочетании с системами автоматического управления или без них.

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

3.1.3 **выхлопные газы ГТУ**: Продукты сгорания топлива на выходе из ГТУ.

3.1.4 **газотурбинная надстройка (ГТ-надстройка)**: 1. Интегрирование ГТУ и технологически связанного с ней оборудования в действующие паросиловые установки электростанций и промышленные или отопительные котельные с использованием в них тепла выхлопных газов ГТУ. 2. ГТУ и технологически связанное с ней оборудование, используемое для интегрирования ГТУ в действующие паросиловые установки электростанций и промышленные или отопительные котельные.

3.1.5 **газотурбинная установка (ГТУ)**: Конструктивно-объединенная совокупность газовой турбины, газовоздушного тракта, системы управления и вспомогательных устройств.

Примечание: В зависимости от вида газотурбинной установки в нее могут входить компрессоры, камеры сгорания, регенераторы и т.д.

3.1.6 **гарантийные обязательства**: Обязательства поставщика или подрядчика перед заказчиком или потребителем гарантировать в течение установленного срока и (или) наработки соответствие качества поставляемой продукции или проведенных работ установленным требованиям и безвозмездно устранять дефекты, выявляемые в этот период, или заменять дефектную продукцию при соблюдении заказчиком или потребителем установленных требований к эксплуатации, включая хранение, транспортирование, монтаж и использование продукции.

3.1.7 **гарантийные (или гарантированные) показатели**: Связанные между собой показатели экономичности, надежности и экологичности оборудования, которые гарантируются поставщиком или подрядчиком при поставке оборудования.

3.1.8 **гарантийный срок (guarantee)**: Период, в течение которого действует ручательство продавца за соответствие поставляемого им товара требованиям договора при условии соблюдения покупателем правил эксплуатации, использования и хранения.

3.1.9 **гарантийные условия или условия гарантий**: Внешние условия (относительно оборудования), при которых обеспечиваются гарантийные показатели оборудования.

3.1.10 **генеральный поставщик**: Хозяйствующий субъект независимо от формы собственности, выполняющий по подрядному контракту обязательства по поставке комплектного оборудования и материалов для строящегося объекта.

3.1.11 **заказчик**: Покупатель (юридическое лицо, фирма, страна) обратившийся к поставщику с заявкой на поставку какого-либо товара или выполнение каких-либо работ. В качестве Заказчика может выступать владелец, собственник. Однако в первую очередь Заказчиком является Генподрядчик, выступающий от имени владельца или собственника.

3.1.12 **конденсационная ПГУ**: ПГУ, включающая в себя конденсационную паротурбинную установку.

3.1.13 **коэффициент мощности (cos φ):** комплексный показатель, характеризующий линейные и нелинейные искажения, вносимые нагрузкой в электросеть; равен отношению активной и полной мощностей; полная мощность – геометрическая сумма активной и реактивной мощности.

3.1.14 нормальные условия для определения технического уровня и сравнения показателей газотурбинных установок:

а) параметры воздуха в плоскости входного фланца компрессора:

1) полное давление - 101,325 кПа;

2) полная температура - 15 °С;

3) относительная влажность - 60 %.

б) статическое давление выхлопных газов в плоскости выходного фланца газовой турбины или регенератора - 101,325 кПа;

в) температура охлаждающей воды перед ГТУ - 15 °С;

г) теплота сгорания газообразного топлива (100% метан) – 50056 кДж/кг;

д) теплота сгорания жидкого топлива – 42000 кДж/кг;

е) коэффициент мощности - 0,85.

3.1.15 нормальные условия для определения технического уровня и сравнения показателей парогазовых установок:

а) параметры атмосферного воздуха:

1) давление - 101,325 кПа;

2) температура - 15 °С;

3) относительная влажность - 60 %.

б) потеря полного давления воздуха перед компрессором ГТУ - 1000 Па;

в) потеря полного давления выхлопных газов – 3000 Па;

г) температура циркуляционной воды на входе в конденсатор паровой турбины - 15 °С;

д) теплота сгорания газообразного топлива (100% метан) – 50056 кДж/кг;

е) теплота сгорания жидкого топлива – 42000 кДж/кг;

ж) коэффициент мощности – 0,85.

3.1.16 **отказ:** Событие, заключающееся в полной или частичной утрате изделием (устройством, оборудованием) его работоспособности.

3.1.17 **отказ полный, полный отказ:** Отказ, до устранения которого использование изделия (устройства, оборудования, комплекса связанных между собой устройств, оборудования) по назначению становится невозможным.

3.1.18 **отказ частичный, частичный отказ:** Отказ, до устранения которого остается возможность частичного использования изделия (устройства, оборудования, комплекса связанных между собой устройств, оборудования).

3.1.19 **парогазовая установка**: Энергетическая установка комбинированного цикла, включающая технологически связанные между собой ГТУ, паровой котел-утилизатор (КУ) или паровой котел паросиловой установки и паротурбинную установку (ПТУ).

3.1.20 **регулировочный диапазон электрической мощности парогазового энергетического блока**: Диапазон изменения электрической мощности парогазового энергетического блока без изменения количества работающего электрогенерирующего оборудования и сохранении нормативных экологических показателей по выбросам вредных веществ.

3.1.21 **система автоматического управления (САУ)**: Комплекс средств микропроцессорной и вычислительной техники, осуществляющей автоматическое управление отдельным или группой оборудования, связанного техническим процессом.

3.1.22 **теплофикационная ПГУ**: ПГУ, включающая в себя паротурбинную установку с промышленными и теплофикационными отборами пара.

3.1.23 **технический диапазон электрической мощности парогазового энергетического блока**: Диапазон изменения электрической мощности парогазового блока, который обеспечивается от максимального значения при полном составе электрогенерирующего оборудования до минимального значения при минимальном составе работающего основного оборудования.

3.1.24 **утилизационная система ГТУ**: Устройство для использования тепла выхлопных газов ГТУ – паровой или водогрейный котел-утилизатор, теплообменники для нагрева различных сред и др.

3.1.25 **уходящие газы**: Продукты сгорания топлива на выходе из утилизационной системы ГТУ (на входе в дымовую трубу).

3.1.26 **эксплуатирующая организация (владелец)**: Юридическое лицо независимо от его организационно-правовой формы, владеющее и использующее объект электроэнергетики на праве оперативного управления, хозяйственного ведения, аренды или иных законных основаниях.

3.1.27 **эксплуатационная документация**: Конструкторские документы, которые в отдельности или в совокупности с другими документами определяют правила эксплуатации изделия и (или) отражают сведения, удостоверяющие гарантированные изготовителем значения основных параметров и характеристик (свойств) изделия, гарантии и сведения по его эксплуатации в течение установленного срока службы.

3.1.28 **электрическая мощность ПГУ**: Суммарная электрическая мощность газотурбинных установок и паровых турбин, входящих в состав ПГУ.

3.1.29 **энергетический блок**: Составная часть тепловой электростанции, представляющая собой комплекс теплотехнического и электрического оборудования, объединенного в единую технологическую систему для превращения химической энергии топлива в электрическую и тепловую энергию.

3.2 В настоящем стандарте применены следующие обозначения и сокращения:

АСУ - автоматизированные системы управления;

БРОУ - быстродействующая рудукционно-охладительная установка;

БРОУ ВД, СД, НД - быстродействующая редукционно-охладительная установка высокого, среднего, низкого давления соответственно;

ГТУ - газотурбинная установка;

ГТУ-ТЭС - тепловая электростанция с ГТУ открытого цикла без утилизации тепла выхлопных газов;

ГТУ-ТЭЦ - тепловая электростанция с ГТУ, оснащенными утилизационными системами для выработки и отпуска потребителям тепла в виде промышленного пара или горячей воды;

ПГУ - парогазовая установка;

ПГУ-ТЭС - тепловая электростанция с конденсационными ПГУ;

ПГУ-ТЭЦ - тепловая электростанция с теплофикационными ПГУ;

РУ - редукционная установка;

РУ НД - редукционная установка низкого давления соответственно;

ПСУ - паросиловая установка;

РОУ - редукционно-охладительная установка;

РОУ ВД, СД, НД: - редукционно-охладительная установка высокого, среднего, низкого давления соответственно.

4 Общие положения

4.1 При строительстве новых и реконструкции действующих тепловых электростанций, имеющих в своем топливном балансе природный газ, как правило, должны использоваться газотурбинные установки в составе ПГУ, модулей ГТУ-ТЭЦ и ГТ-надстроек.

4.2 При новом строительстве электростанции выбор мощности и типа ПГУ или модуля ГТУ-ТЭЦ должен производиться с учетом электрических и тепловых нагрузок, режимов работы, видов резервного и аварийного топлива, обеспечения живучести электростанции и бесперебойного теплоснабжения в соответствии с требованиями СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование».

4.3 ПГУ и модули ГТУ-ТЭЦ, как правило, должны иметь блочную схему. Допускается устройство поперечных отключаемых связей по пару и сетевой воде.

4.4 Оборудование ПГУ и модулей ГТУ-ТЭЦ должно обеспечивать выполнение требований к маневренности энергетических парогазовых установок блочных тепловых электростанций и норм участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и вторичном регулировании частоты.

4.5 Оборудование ПГУ и модулей ГТУ-ТЭЦ должно обеспечивать возможность работы при пиковой нагрузке ГТУ.

4.6 Классификация парогазовых установок и ГТ-надстроек.

4.6.1 По устройству связей между газовоздушными трактами ГТУ и паросиловой части схемы ПГУ и ГТ-надстроек делятся на:

4.6.1.1 Последовательные схемы, которые характеризуются приблизительным равенством расходов выхлопных и уходящих газов:

– утилизационные ПГУ – выхлопные газы ГТУ направляются в паровой котел-утилизатор, вырабатывающий пар для паровой турбины;

– утилизационные ПГУ с дополнительным сжиганием топлива перед или внутри котла-утилизатора для увеличения его паропроизводительности или дополнительного отпуска тепла;

– сбросные ПГУ - выхлопные газы ГТУ направляются в воздушный тракт котла паросиловой установки.

4.6.1.2 Параллельные схемы, которые являются комбинацией утилизационной системы ГТУ и паросиловой установки. Их характерной чертой является отсутствие связей между газовыми трактами утилизационной системы ГТУ и котла паросиловой установки, суммарный расход уходящих газов существенно превышает расход выхлопных газов ГТУ. По параметрам вырабатываемого в утилизационной системе ГТУ пара или воды параллельные схемы делятся на:

– ПГУ с подводом пара от котла-утилизатора в «холодную» линию системы промперегрева пара;

– ПГУ с подводом пара от котла-утилизатора в «горячую» линию системы промперегрева пара;

– ПГУ с подводом пара от котла-утилизатора в линию свежего пара;

– ПГУ с подводом пара от котла-утилизатора в основной пароперегреватель котла паросиловой установки;

– ПГУ с подводом пара от котла-утилизатора в отборы паротурбинной установки;

– ПГУ с вытеснением регенеративного подогрева питательной воды и конденсата в паротурбинной установке за счет их нагрева в котле-утилизаторе ГТУ.

4.6.2 Утилизационные ПГУ делятся:

4.6.2.1 По технологической схеме на:

– одноконтурные – в котле-утилизаторе располагается один парогенерирующий контур;

– многоконтурные, например:

а) двухконтурные – в котле-утилизаторе располагаются два парогенерирующих контура для выработки пара высокого и низкого давления;

б) двухконтурные с промперегревом пара – в котле-утилизаторе кроме двух парогенерирующих контуров располагается также промежуточный пароперегреватель;

в) трехконтурные с промперегревом пара – в котле-утилизаторе располагаются три парогенерирующих контура и промежуточный пароперегреватель.

4.6.2.2 По количеству ГТУ, технологически связанных с одной паротурбинной установкой (ПТУ):

– моноблочные, технологическая схема 1 х (ГТУ+КУ) → 1хПТУ;

– дубль-блочные, технологическая схема 2 х (ГТУ+КУ) → 1хПТУ;

– полиблочные: n x (ГТУ+КУ)) → m x ПТУ.

4.6.3 Моноблочные ПГУ по конструктивному исполнению делятся на:

– двухвальные - ГТУ и паровая турбина оснащены отдельными электрическими генераторами;

– одновальные - ГТУ, паровая турбина и общий электрический генератор располагаются на одном валу.

– Дубль-блочные и полибочные ПГУ по этому признаку также называются трех- и многовальными.

4.7 Заказчику рекомендуется в соответствии с целевым назначением определить критерии оценки, требования и сделать выбор наиболее подходящего типа ПГУ по приведенной в п.4.6 классификации или разработать специальную конфигурацию.

5 Требования безопасности

5.1 Парогазовые установки и модули ГТУ-ТЭЦ являются опасными производственными объектами, ввод в эксплуатацию которых возможен только с разрешения территориальных органов Федеральных служб, уполномоченных Правительством Российской Федерации выполнять надзор за промышленной безопасностью и по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека. Основанием для такого разрешения является наличие сертификатов соответствия на оборудование ПГУ и положительное заключение экспертизы промышленной безопасности.

5.2 ПГУ и модули ГТУ-ТЭЦ должны удовлетворять требованиям правил, утвержденных Госгортехнадзором РФ [1, 2, 3, 4, 5, 6], стандартов организации [7, 8, 9, 10, 11, 12], ГОСТ 26279, ГОСТ 12.1.023, ГОСТ 29328.

5.3 При разработке ПГУ или модуля ГТУ-ТЭЦ экспертиза промышленной безопасности должна проводиться для вновь разрабатываемого оборудования, а также для ПГУ или модуля ГТУ-ТЭЦ в целом. Экспертиза должна проводиться в соответствии с правилами, утвержденными Госгортехнадзором РФ [6].

6 Технические требования

6.1 Общие технические требования

6.1.1 При использовании природного газа в качестве основного и резервного топлива, как правило, должны применяться утилизационные ПГУ. Если природный газ является единственным видом топлива на электростанции, то оборудование ПГУ должно допускать возможность работы на аварийном топливе (как правило, на дизельном топливе) на период прекращения подачи природного газа. Если на электростанции имеются газомазутные энергоблоки, то допускается аварийное топливо для ПГУ не предусматривать. При использовании на электростанции природного газа и мазута рекомендуется применять сбросные ПГУ (в первую очередь на ТЭЦ), а при использовании на электростанции природного газа и твердого топлива – параллельные схемы ПГУ. При реконструкции действующих газомазутных электростанций допускается

применение параллельной схемы ПГУ с подводом пара в линию свежего пара, если реализация сбросной схемы невозможна.

В ГТУ возможно использование горючих газов, получаемых в газификационных установках твердого топлива, в химическом или металлургическом производстве. В этом случае при разработке технологической схемы и оборудования ПГУ должны учитываться свойства топлива и его продуктов сгорания.

6.1.2 Утилизационные ПГУ должны проектироваться на максимальные параметры пара, которые могут обеспечиваться при температуре выхлопных газов при номинальной нагрузке ГТУ в станционных условиях.

Температура свежего пара и пара после промперегрева при температуре выхлопных газов ГТУ выше 590 °С определяется свойствами металлов, из которых могут быть изготовлены выходные элементы (пароперегреватели и камеры) котла-утилизатора, паропроводы и паровпуск паровой турбины.

6.1.3 Для глубокого охлаждения выхлопных газов ГТУ, как правило, должны использоваться многоконтурные котлы-утилизаторы. Выбор параметров второго и последующих парогенерирующих контуров, а также промперегрева пара осуществляется на основе оптимизационных расчетов паросиловой части ПГУ.

6.1.4 Параметры свежего пара и промперегрева в сбросной и параллельной схеме ПГУ определяется их паросиловой частью.

6.1.5 В утилизационной теплофикационной ПГУ отпуск тепла рекомендуется осуществлять преимущественно из отборов паровой турбины. Размещение в котлах-утилизаторах поверхностей нагрева, используемых только для теплофикации не рекомендуется. Допускается использование рабочих сред котла-утилизатора (воды и пара) для нагрева сетевой воды в специально оговоренных или экстремальных случаях (например, временно для обеспечения максимального отпуска тепла).

6.1.6 В параллельных схемах ПГУ параметры пара и воды утилизационной системы ГТУ в общих точках с паросиловой частью не должны значительно отличаться по температуре для исключения нарушений в работе оборудования. При разнице более 30 °С должна производиться оценка термонапряженного состояния смесительных устройств и их циклической прочности. По результатам оценки должно устанавливаться предельное значение разности температур смешивающихся сред.

6.1.7 Оборудование конденсационной ПГУ любого типа должно выбираться на расчетные условия - среднегодовые значения температуры, влажности и давления атмосферного воздуха, а также циркуляционной воды в месте расположения электростанции. При этом должна обеспечиваться его надежная работа во всем диапазоне изменения температуры атмосферного воздуха.

Для оценки технического уровня обязательным является определение расчетных значений показателей ПГУ при нормальных условиях для ПГУ.

6.1.8 Оборудование теплофикационной ПГУ любого типа и модуля ГТУ-ТЭЦ должно выбираться на расчетные условия - средние в отопительный период значения температуры и давления атмосферного воздуха в месте расположения

электростанции. При этом должна обеспечиваться его надежная работа во всем диапазоне изменения температуры атмосферного воздуха.

Для оценки технического уровня обязательным является определение расчетных значений показателей теплофикационной ПГУ в конденсационном режиме при нормальных условиях для ПГУ, а также для режимов максимального отпуска тепла (при минимальном допустимом расходе пара в конденсатор) при средней температуре отопительного периода, при расчетной температуре отопления и при температуре начала отопительного периода.

6.1.9 Для ПГУ и модуля ГТУ-ТЭЦ при мощности ГТУ 100%, 75% и 50% от номинального значения при характерных значениях температуры атмосферного воздуха должны определяться:

6.1.9.1 Значения мощности и КПД ГТУ, паровой турбины и ПГУ в целом при:

– максимальном отпуске тепла (при минимальном допускаемом расходе пара в конденсатор паровой турбины);

– отпуске тепла по заданному тепловому графику;

6.1.9.2 расход топлива;

6.1.9.3 температура уходящих газов.

6.1.10 Характерными значениями температуры атмосферного воздуха являются:

6.1.10.1 для конденсационных ПГУ:

– среднегодовая температура;

– температура плюс 15 °С;

– температура, ниже которой ограничивается мощность ГТУ;

– средняя температура наиболее холодного месяца;

– средняя температура наиболее жаркого месяца;

6.1.10.2 для модуля ГТУ-ТЭЦ и теплофикационной ПГУ:

– расчетная температура отопления;

– средняя температура наиболее холодного месяца;

– средняя температура отопительного периода;

– температура начала отопительного периода (для ПГУ рассчитываются теплофикационные и конденсационный режимы);

– температура плюс 15°С (для ПГУ рассчитываются теплофикационные и конденсационный режимы);

– средняя температура неотопительного периода (для ПГУ рассчитываются теплофикационные и конденсационный режимы);

– средняя температура наиболее жаркого месяца (для ПГУ рассчитываются теплофикационные и конденсационный режимы).

6.1.11 Компоновки оборудования ПГУ (или модуля ГТУ-ТЭЦ) должны предусматривать свободные объемы, необходимые для доступа к элементам оборудования, и свободные площади для их раскладки при проведении ремонтных работ.

6.2 Требования к парогенерирующим контурам и утилизационным системам

6.2.1 Количество парогенерирующих контуров и параметры пара за ними в утилизационных ПГУ определяются на основе оптимизационных расчетов, целью которых является обеспечение максимального термического КПД паросиловой части ПГУ при обеспечении надежности работы паровой турбины во всех заданных режимах.

6.2.2 Температуру пара на выходе из парогенерирующих контуров утилизационных ПГУ рекомендуется выбирать от 20 до 30 °С ниже температуры дымовых газов.

6.2.3 Расход пара на выходе из контура докритического давления определяется температурным напором на «холодном» конце испарителя. В контуре сверхкритического давления минимальный температурный напор находится в конце экономайзерной зоны – до зоны больших теплоемкостей среды. Для обеспечения максимального расхода пара минимальный температурный напор в расчетном режиме рекомендуется принимать в диапазоне от 8 до 15 °С. Недогрев воды до кипения в контурах докритического давления в расчетном режиме рекомендуется принимать от 5 до 10 °С.

6.2.4 Параметры пара в утилизационных ПГУ, как правило, не регулируются. Котел-утилизатор и паровая турбина работают при скользящих значениях давления и температуры пара, которые зависят от расхода и температуры выхлопных газов, поступающих из ГТУ. Расход и температура выхлопных газов определяются внешними условиями (температурой, давлением и влажностью атмосферного воздуха) и нагрузкой ГТУ. Средства регулирования температуры пара могут предусматриваться для использования в пусковых режимах, а также для ограничения максимальной температуры (защитная функция).

6.2.5 Утилизационные паровые системы ГТУ для ГТУ-ТЭЦ, как правило, являются одноконтурными и должны предусматривать регулирование температуры пара. Для глубокого охлаждения выхлопных газов рекомендуется за парогенерирующим контуром располагать газовый подогреватель сетевой воды или другие теплообменники для нагрева других сред.

6.2.6 Утилизационные водяные системы ГТУ для ГТУ-ТЭЦ, как правило, используются для нагрева сетевой воды и являются одноконтурными. Для обеспечения их надежной работы должно предусматриваться регулирование расхода и (или) температуры воды.

6.2.7 Для исключения конденсации водяных паров из уходящих газов на трубах последней по ходу газов поверхности нагрева температура конденсата или воды на входе в нее должна превышать точку росы водяных паров не менее чем на 10°С. Для этого должны предусматриваться специальные устройства (теплообменники, рециркуляция) и регулирующие органы. При использовании в ГТУ природного газа температура конденсата или воды на входе в котел-утилизатор должна быть не ниже 60 °С, при сжигании дизельного топлива - от 90 до 120 °С (в зависимости от содержания серы).

6.3 Требования к технологической схеме

6.3.1 В утилизационных ПГУ рекомендуется деаэрационное устройство конденсата размещать либо в котлах-утилизаторах либо в конденсаторе паровой турбины. Рекомендуется установка отдельного устройства для деаэрации добавочной воды, подаваемой в конденсатно-питательный тракт ПГУ.

6.3.2 Применение байпасных дымовых труб для автономной работы ГТУ или управления пуском паросиловой части ПГУ не рекомендуется. Технологическая схема ПГУ должна исключать возможные аварийные ситуации без использования байпасной трубы. Допускается применение байпасной дымовой трубы или байпасного газохода при необходимости опережающего ввода в эксплуатацию ГТУ или их использования в модулях ГТУ-ТЭЦ для регулирования отпуска тепла без снижения нагрузки ГТУ.

6.3.3 Технологическая схема и оборудование утилизационной теплофикационной ПГУ должны обеспечивать максимальный отпуск тепла при максимальном байпасировании паровой турбины по пару, а также возможность работы ПГУ в режиме ГТУ-ТЭЦ (при остановленной паровой турбине). При разработке должен быть определен минимальный допустимый расход пара через паровую турбину.

6.3.4 Технологическая схема и оборудование сбросной и параллельных схем ПГУ должны обеспечивать возможность работы паросиловой части при всех отключенных ГТУ.

6.4 Требования к пусковой схеме

6.4.1 Пусковая схема утилизационной ПГУ или модуля ГТУ-ТЭЦ должна исключать возможность повреждения оборудования паросиловой части при пуске и обеспечивать минимальную его продолжительность до взятия заданной нагрузки. Пусковая схема также должна обеспечивать плановый останов ПГУ с минимальными потерями топлива и аварийный останов ПГУ без развития аварии.

6.4.2 Пусковая схема должна обеспечивать:

– заполнение и промывку конденсатно-питательного тракта;

– предварительный нагрев и предпусковую деаэрацию воды;

– управляемый прогрев элементов котла, паропроводов и паровой турбины с допустимыми скоростями, оговоренными в инструкциях по эксплуатации;

– пуски паровой турбины из различных тепловых состояний;

– нагружение паровой турбины с допустимой скоростью;

– плановый и аварийный останов котла-утилизатора (или котла) и паровой турбины.

6.4.3 Основными элементами пусковой схемы являются:

– для парогенерирующих контуров высокого и среднего давления каждого котла-утилизатора – БРОУ ВД и БРОУ СД;

– для парогенерирующего контура низкого давления каждого котла-утилизатора – РУ НД;

– дренажные линии для удаления конденсата из паропроводов, регулирующие клапаны, дроссельные устройства.

6.4.4 Пропускные способности БРОУ и РУ должны рассчитываться для режима работы ГТУ и котла-утилизатора при расчетных значениях температуры и

давления атмосферного воздуха, при котором возможен максимальный объемный расход пара. Для моноблока этим режимом является номинальная электрическая мощность, для дубль-блока – режим работы с одной ГТУ при номинальной электрической мощности.

6.4.5 Регулировочная характеристика клапанов БРОУ и РУ должна быть линейной, время открытия и закрытия в регулирующем режиме должно быть не более 30 секунд, в аварийном режиме - не более 5 секунд. Расчетное количество циклов «закрытие-открытие» должно быть не менее 3000, наработка на отказ – не менее 1000 циклов.

6.4.6 В одно- и двухконтурных ПГУ должна применяться однобайпасная пусковая схема, в трехконтурных ПГУ с промперегревом пара – двухбайпасная пусковая схема.

6.5 Требования к маневренности и участию ПГУ в регулировании частоты и мощности в энергосистеме.

6.5.1 ПГУ всех типов должны обеспечивать регулирование мощности в соответствии с требованиями энергосистемы, отработку команд противоаварийной автоматики в аварийных режимах энергосистемы. Оборудование ПГУ должно обеспечивать выполнение требований к маневренности энергетических парогазовых установок блочных тепловых электростанций.

Парогазовые установки должны обеспечивать возможность останова в резерв на нерабочие дни (24-55 ч) и на ночное время (5-8 ч) с техническими характеристиками последующих пусков в соответствии с п.п. 1-6 приведенных ниже таблиц 1 и 2.

Таблица 1 - Маневренные характеристики утилизационных ПГУ.

Режим	Характеристика	Значение
1. Пуск после останова на 6-8 ч	Длительность пуска до взятия полной нагрузки, мин	60
	В том числе от начала пуска ГТУ до включения в сеть генератора паровой турбины, мин	30
	Длительность пуска ГТУ в автономном режиме	15*
2. Пуск после останова на 24-55 ч	Длительность пуска до взятия полной нагрузки, мин	90
	В том числе от начала пуска ГТУ до включения в сеть генератора паровой турбины, мин	45
	Длительность пуска ГТУ в автономном режиме	20*
3. Базовый	Нижний предел регулировочного диапазона, % номинальной мощности ПГУ	50
	Технический минимум нагрузки, % номинальной мощности ПГУ при схемах: а) одна ГТУ - одна ПТ б) две ГТУ - одна ПТ в) три ГТУ - одна ПТ г) четыре ГТУ - одна ПТ	 50 25 17 13
4. Переменный	Скорость изменения нагрузки в пределах регулировочного диапазона, % номинальной мощности ПГУ в мин	10
-	Расчетное количество циклов изменения нагрузки за срок службы	10000
* - рекомендуемое значение		

Таблица 2 - Маневренные характеристики ПГУ, выполненных по сбросной и параллельной схемам.

Режим	Характеристика	Категория изготовленного оборудования*	
		Полупик	Базовое
1. Пуск после останова на 6-8 ч	Длительность пуска до взятия полной нагрузки, мин:		
	а) ПСУ докритического давления	95	230
	б) ПСУ сверхкритического давления	-	170
	В том числе от начала растопки котла до включения в сеть генератора паровой турбины, мин		
	а) ПСУ докритического давления	40	90
	б) ПСУ сверхкритического давления	-	60
	Длительность пуска ГТУ в автономном режиме, мин	15	15
2. Пуск после останова на 24-55ч	Длительность пуска до взятия полной нагрузки, мин:		
	а) ПСУ докритического давления	130	290
	б) ПСУ сверхкритического давления	150	350
	В том числе от начала растопки котла до включения в сеть генератора паровой турбины, мин		
	а) ПСУ докритического давления	60	120
	б) ПСУ сверхкритического давления	80	150
	Длительность пуска ГТУ в автономном режиме, мин	20	20
3. Базовый	Нижний предел регулировочного диапазона, % номинальной мощности ПСУ:		
	а) Сбросная ПГУ	70**	70**
	б) ПГУ с вытеснением регенерации	50**	50**
	в) ПГУ с паровым котлом-утилизатором для подачи пара ПСУ	см п.4	см п.4
4. Базовый	Нижний предел регулировочного диапазона ПСУ при работе в автономном режиме, % номинальной мощности ПСУ:		
	а) для установок с газомазутными и сланцевыми котлами	30(20)	30
	б) для установок с пылеугольными котлами	60	60-70
5. Базовый	Технический минимум нагрузки ПСУ в автономном режиме, % номинальной мощности ПСУ:		
	а) для установок с газомазутными и сланцевыми котлами	30(20)	30
	б) для установок с пылеугольными котлами	40(30)	40
6. Переменный	Скорость изменения нагрузки ПГУ в пределах регулировочного диапазона, % номинальной мощности ПГУ в мин:		
	а) в зоне скользящего давления	6,0	6,0
	б) в зоне номинального давления с котлами:		
	1) докритического давления	4,0	1,5
	2) сверхкритического давления	3,0	1,0

Режим	Характеристика	Категория изготовленного оборудования*	
		Полупик	Базовое
-	Расчетное количество циклов изменения нагрузки в пределах регулировочного диапазона или до технического минимума	10000	20000
* - Полупик – оборудование присоединенной части ПГУ, изготовленное для полупикового режима использования; - Базовое – оборудование присоединенной части ПГУ, изготовленное для базового режима использования (действующие ПСУ, блоки с пылеугольными котлами). ** - значение уточняется, исходя из исключения закипания воды на входе в НРЧ прямоточного котла или на выходе из водяного экономайзера барабанного котла.			

6.5.2 ПГУ всех типов должны разрабатываться с учетом необходимости участия в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты и мощности электрического тока. При разработке систем автоматического регулирования частоты и мощности следует учитывать следующие обстоятельства:

– в утилизационных ПГУ при плановом (по диспетчерскому графику) изменении нагрузки мощность паровой турбины не регулируется, так как котел-утилизатор и паровая турбина работают на скользящем давлении пара. Мощность паровой турбины определяется нагрузкой ГТУ. В сбросных и параллельных схемах ПГУ динамика паровой турбины может быть улучшена за счет использования регуляторов котла паросиловой части.

6.5.3 Диапазон автоматизированного изменения электрической нагрузки моноблочной ПГУ должен составлять 100-25%.

6.6 Требования к системе автоматизированного управления

6.6.1 АСУ ТП парогазовой установки (или модуля ГТУ-ТЭЦ) должна выполнять следующие функции:

– нормированное первичное и автоматическое регулирование частоты и мощности энергосистемы в нормальных и аварийных режимах;

– регулирование тепловой нагрузки;

– автоматизированный пуск ПГУ (или модуля ГТУ-ТЭЦ), включая проверку готовности оборудования ПГУ (или модуля ГТУ-ТЭЦ) к пуску с выходом на режим заданной нагрузки;

– автоматическое поддержание заданного режима;

– автоматический переход с одного режима на другой;

– автоматический останов ПГУ (или модуля ГТУ-ТЭЦ);

– автоматическое регулирование технологических параметров;

– обеспечение оперативного и иного персонала информацией о параметрах и ходе технологических процессов, положении запорных и регулирующих органов, включении и отключении вспомогательного оборудования, состоянии автоматики, а также другой информацией, необходимой для контроля за работой ПГУ (или модуля ГТУ-ТЭЦ);

– создание долгосрочных архивов (до двух лет) для хранения оперативной информации о технологическом процессе и представления её в табличном и графическом виде;

– защита оборудования при возникновении аварийных ситуаций;

– дистанционное управление исполнительными устройствами;

– контроль достоверности информации, поступающей с объектов управления, и отбраковка недостоверной информации;

– автоматическая калибровка наиболее ответственных измерительных каналов;

– сигнализация отклонения основных технологических параметров за допустимые пределы;

– регистрация с необходимой скоростью основных параметров в период аварийных ситуаций;

– автоматический химический контроль качества теплоносителя;

– автоматический расчет технико-экономических показателей ПГУ;

– техническая диагностика состояния основного оборудования ПГУ (или модуля ГТУ-ТЭЦ) и технических средств АСУ ТП.

6.6.2 Структура системы управления должна быть иерархической с агрегатными системами автоматического управления (САУ) газотурбинной установки, котла-утилизатора, паротурбинной установки, электротехнического и вспомогательного оборудования на нижнем уровне и блочной подсистемы АСУ ТП на верхнем уровне.

Технические средства автоматизации должны размещаться, как правило, в пределах блока ПГУ в специально выделенном помещении, и частично вблизи оборудования ПГУ (или модуля ГТУ-ТЭЦ).

Основным средством отображения оперативной информации и управления должны служить цветные графические дисплеи с функциональными клавиатурами и манипуляторами типа «мышь».

6.6.3 АСУ ТП головной парогазовой установки должна дополнительно оснащаться экспериментальными средствами для дополнительных измерений при проведении испытаний основного оборудования и энергоблока в целом. Объем экспериментального контроля согласовывается с заказчиком.

6.6.4 АСУ ТП должна быть реализована на базе распределенного полностью дублированного микропроцессорного комплекса технических средств магистрально-модульного типа, решающего задачи, сбора, обработки и отображения оперативной и постоперативной информации, а также и автоматического управления.

6.6.5 В состав программного обеспечения АСУ ТП должны входить языки высокого уровня, доступные специалистам, не имеющим специальной подготовки в области программирования.

6.6.6 В состав технической документации должны входить алгоритмы и программы выполнения всех функций АСУ ТП.

6.6.7 В объем поставки Заказчик может включить дополнительные устройства контроля и управления, а также защитные устройства для оборудования ПГУ или модуля ГТУ-ТЭЦ.

6.7 Требования надежности

6.7.1 Оборудование ПГУ (или модуля ГТУ-ТЭЦ) должно быть рассчитано по прочности на сейсмическое воздействие характерное для строительной площадки.

6.7.2 Срок службы парогазовой установки должен быть не менее 40 лет. При этом допускается замена высокотемпературных и быстроизнашиваемых узлов парогазовой установки, ресурс которых исчерпывается раньше указанных сроков. В проекте ПГУ и единых технических условиях должен быть представлен и перечень этих узлов с указанием их ресурса.

6.7.3 Срок службы между капитальными ремонтами ПГУ (или модуля ГТУ-ТЭЦ) должен составлять не менее 5 лет.

6.7.4 Наработка на полный отказ ПГУ (или модуля ГТУ-ТЭЦ) должна составлять не менее 3000 часов.

6.7.5 Оборудование ПГУ (кроме ГТУ) должно быть рассчитано на 10000 пусков-остановов за весь срок службы. При этом количество пусков из холодного из холодного состояния должно составлять не менее 20 % от общего количества пусков, из неостывшего состояния – не менее 40 %. Ресурс до принятия решения о замене или продлении ресурса ГТУ должен быть не менее 5000 пусков-остановов (либо 100000 часов работы). Для утилизационных теплофикационных ПГУ допускается расчетный ресурс по общему количеству пусков-остановов принимать не менее 5000.

6.7.6 Оборудование конденсационных ПГУ должно быть рассчитано на пиковый режим работы ГТУ. Общая продолжительность работы ПГУ в этом режиме должна составлять не менее 1000 часов в год.

6.8 Требования энергетической эффективности и экологической чистоты

6.8.1 ПГУ утилизационного типа должны создаваться на базе высокотемпературных ГТУ с температурой выхлопных газов более 450 °С. В зависимости от электрической мощности и типа ПГУ экономичность применяемых ГТУ должна соответствовать приведенным ниже значениям.

Мощность моноблочной ПГУ в нормальных условиях, МВт	КПД ГТУ, % не менее	Рекомендуемое значение	
		КПД ГТУ, %	КПД брутто ПГУ, %
более 400	37	более 38	более 58
30 – 240	34 для конд. ПГУ	более 35	Более 52
	32 для теплоф. ПГУ		

В модулях ГТУ-ТЭЦ должны применяться ГТУ с температурой выхлопных газов выше 400 ^{0}С. В зависимости от электрической мощности КПД ГТУ не должен быть ниже приведенных ниже значений.

Мощность ГТУ, МВт	КПД ГТУ, %
1 – 4	24
4 – 8	26
8 – 15	30
15-25	34

6.8.2 Допускаемое снижение мощности ПГУ (или модуля ГТУ-ТЭЦ) в течение межремонтного периода должно быть не выше значения, рассчитанного исходя из снижения мощности ГТУ к концу межремонтного периода на 4% (отн.), КПД котлов-утилизаторов на 1% и КПД паровой турбоустановки на 1%.

Снижение экономичности ПГУ в течение межремонтного периода не должно превосходить значения, рассчитанного исходя из снижения КПД ГТУ на 2% (отн.), КПД котлов-утилизаторов и паротурбинной установки на 1% (отн.).

6.8.3 При проектировании ПГУ должны быть предусмотрены мероприятия для обеспечения концентрации оксидов азота (в пересчете на NO2) в уходящих газах ПГУ (в осушенной пробе при нормальных физических условиях и 15% (об) O2) не более 50 мг/м3 при сжигании природного газа и не более 100 мг/м3 при сжигании жидкого топлива.

В случаях более жестких местных требований к выбросам оксидов азота должны предусматриваться устройства азотоочистки.

6.8.4 Тепловая изоляция оборудования ПГУ, расположенного в помещении, должна быть рассчитана таким образом, чтобы температура на ее поверхности не превышала 45 °С, а оборудования, расположенного на открытом воздухе – не более 55 °С.

6.8.5 Уровень шума от работающего оборудования на расстоянии 1 м от корпуса или защитного кожуха на высоте 1,5 м от пола площадки обслуживания не должен превышать 80 дБА. На расстоянии 100 м от здания, в котором располагается ПГУ (или модуль ГТУ-ТЭЦ), уровень шума не должен превышать 40 дБА.

6.8.6 Для обеспечения живучести при проектировании ПГУ-ТЭС, ПГУ-ТЭЦ, ГТУ-ТЭЦ, ГТУ-ТЭС должны предусматриваться аварийные источники электроэнергии для пуска электростанции «с нуля».

7 Комплектность поставки

7.1 Парогазовая установка или модуль ГТУ-ТЭЦ должны включать в себя комплектное основное оборудование:

7.1.1 Газотурбинную (ые) установку (и) с электрогенератором (ми), комплексным воздухоочистительным оборудованием, системами автоматического управления и технической диагностики, вспомогательным оборудованием, устройствами и системами для обеспечения безопасной эксплуатации;

7.1.2 Систему подготовки топлива:

7.1.2.1 для газообразного топлива - пункт подготовки газа, включающий блоки редуцирования (компримирования) давления газа, в том числе газорегуляторный пункт, узел стабилизации давления, дожимную компрессорную станцию, газотурбинную редукционную станцию, блоки очистки, осушки, подогрева, коммерческого учета газа, блок отключающей арматуры газотурбинной (ых) установки (ок), технического учета газа на каждую ГТУ;

7.1.2.2 для жидкого топлива - систему очистки и подачи топлива, систему технического учета топлива на каждую ГТУ.

7.1.3 Котел (лы) – утилизатор (ы) со вспомогательным оборудованием (питательные и циркуляционные насосы, деаэрационные устройства, теплофикационные теплообменники и др.), системой автоматического управления (или её проектом, включая алгоритмы управления), системой байпасирования газов с плотным переключающим клапаном (при надлежащем обосновании);

7.1.4 Паротурбинную установку (для ПГУ) с теплофикационной и конденсационной установками, маслосистемой, системой автоматического регулирования и вспомогательным оборудованием.

7.1.5 Общеблочное оборудование (система водоподготовки, система технического водоснабжения, система охлаждающей воды, система дозирования химикатов в конденсатно-питательный тракт и сетевую воду, система нагрева (охлаждения) циклового воздуха ГТУ, вспомогательный паровой котел и др.).

7.1.6 Автоматизированную систему управления ПГУ или модулем ГТУ-ТЭЦ.

7.1.7 Грузоподъемное оборудование и механизмы.

7.1.8 Источник аварийного электропитания и пусковой генератор.

7.1.9 Запасные части, специальный инструмент для проведения ремонтов.

7.1.10Комплекты документации.

Так как этот перечень в зависимости от целевого назначения и конкретных станционных условий может изменяться, он должен уточняться Заказчиком и обсуждаться с Поставщиком.

7.2 Каждая ГТУ, как правило, должна сопрягаться с одним котлом-утилизатором. Допускается установка двух и более ГТУ на один котел в сбросной ПГУ.

7.3 Переходной газоход между ГТУ и котлом–утилизатором должен разрабатываться и поставляться, как правило, изготовителем котла-утилизатора. При применении байпасной дымовой трубы в комплект поставки, кроме байпасной дымовой трубы, должен входить плотный переключающий клапан.

7.4 В состав технической документации, передаваемой поставщиком ПГУ или модуля ГТУ-ТЭЦ Заказчику, должен входить комплект компоновочных чертежей всей ПГУ или модуля ГТУ-ТЭЦ в главном корпусе электростанции, разработанный в соответствии с заданием, подготовленным проектной организацией с учетом генерального плана, компоновочных и строительных характеристик главного корпуса электростанции.

7.5 Компоновка парогазовой установки или модуля ГТУ-ТЭЦ должна разрабатываться совместно с Генеральным проектировщиком электростанции. В компоновке парогазовой установки или модуля ГТУ-ТЭЦ должны быть предусмотрены ремонтные зоны, установка грузоподъемных механизмов, лифтов, мусоропроводов, площадок обслуживания КИПа и места для прокладки магистральных трубопроводов, кабельных трасс.

7.6 При разработке проекта должна быть обеспечена высокая ремонтопригодность оборудования ПГУ или модуля ГТУ-ТЭЦ. Технология ремонта, перечень ремонтных средств и прочая документация на ремонт должны входить в состав технической документации, передаваемой Заказчику.

8 Гарантии

8.1 Номенклатура показателей

Гарантийными показателями ПГУ или модуля ГТУ-ТЭЦ являются:

– суммарная электрическая мощность на клеммах генераторов, кВт;

– суммарная электрическая мощность механизмов собственных нужд, связанных с производством электроэнергии и тепла (по согласованному перечню), кВт;

– удельный расход тепла на выработанную электроэнергию, кДж/кВт/ч;

– максимальный отпуск тепла (в ПГУ - при минимальном пропуске пара в конденсатор), кВт;

– концентрация вредных веществ в уходящих газах – NOx и CO;

– шумовые характеристики.

8.2 Условия гарантий

8.2.1 Гарантийные показатели приводятся для расчетных условий места расположения электростанции в соответствии с п.п. 6.1.7 и 6.1.8.

8.2.2 Срок гарантий на оборудование ПГУ должен быть не менее 12 месяцев при исчислении его со дня ввода оборудования в эксплуатацию, но не позднее 24 месяцев со дня поступления его Заказчику.

8.2.3 Гарантии генерального поставщика по мощности, экономичности, выбросам оксидов азота и другим показателям ПГУ даются без допуска на технологические отклонения при изготовлении. При проверке на электростанции гарантируемых показателей учитывается только допуск на погрешность измерений при испытаниях.

8.3 Ответственность генерального поставщика за качество оборудования

8.3.1 Генеральный поставщик несет материальную ответственность за несоблюдение гарантированных показателей:

За несоблюдение гарантированных показателей, изложенных в контракте и в ТУ на поставку;

За не достижение и не поддержание в течение оговоренного времени гарантированной базовой и пиковой мощности;

За аварийный выход из работы оборудования в гарантийный период по причине конструктивных дефектов или дефектов изготовления с учётом упущенной выгоды от вынужденного простоя ГТУ;

За перерасход топлива из-за не достижения гарантированной экономичности (КПД), определяемой специальными гарантированными испытаниями;

За несоблюдение экологических требований к загрязнению воздуха и воды, а также шумовых и вибрационных характеристик.

8.3.2 Гарантийный срок определяется в договоре по соглашению сторон. При обнаружении в пределах действия гарантийного срока дефектов оборудования изготовитель (поставщик) обязан по требованию заказчика безвозмездно их устранить, если не докажет, что дефекты явились следствием обстоятельств, за наступление которых он ответственности не несёт. Гарантийный срок устанавливается и в договорах подряда.

В пределах гарантийного срока изготовитель (поставщик) несёт ответственность за скрытые, а в случаях, предусмотренных договором, и за явные дефекты.

9 Оценка и подтверждение соответствия

9.1 Парогазовые установки и модули ГТУ-ТЭЦ являются опасными производственными объектами, ввод в эксплуатацию которых возможен только с разрешения территориального органа Федеральной службы, уполномоченной Правительством Российской Федерации выполнять надзор за промышленной безопасностью. Основанием для такого разрешения является положительное заключение экспертизы промышленной безопасности (см. раздел 5).

Экспертиза промышленной безопасности проводится в соответствии с установленными правилами проведения экспертизы промышленной безопасности и правилами экспертизы декларации промышленной безопасности.

9.2 Оборудование ПГУ подлежит обязательной сертификации, если оно внесено в «Перечень продукции и услуг (работ), подлежащих обязательной сертификации», утвержденный Постановлением Правительства Российской Федерации на текущий период, на основании которого уполномоченными органами составлены:

– Номенклатура продукции, в отношении которой законодательными актами РФ предусмотрена обязательная сертификация

– Номенклатура продукции, соответствие которой может быть подтверждено декларацией о соответствии.

В комплект поставки ПГУ должны входить все лицензии на используемое программное обеспечение, сертификаты РФ об удостоверении соответствия типа средств измерений, разрешения надзорной службы за промышленной безопасностью на применение используемых средств измерений.

9.3 Порядок сертификации должен соответствовать Постановлению Госстандарта РФ от 21 сентября 1994 г. №15 «Об утверждении «Порядка проведения сертификации продукции в Российской Федерации» (с изменениями от 25 июля 1996 г. и 11 июля 2002 г.).

9.4 Сертификация должна проводиться в соответствии с «Правилами по проведению сертификации в Российской Федерации (Постановление Госстандарта от 10 июня 2000 г. №26 с изменениями от 5 июля 2002 г.)» и «Правилами сертификации производственного оборудования. (Постановление Госстандарта от 3 июня 2000 г. №25)».

9.5 Заказчик имеет право устанавливать дополнительные требования к поставляемому оборудованию с учетом специфики применения. Наличие у поставщика оборудования сертификата соответствия требованиям добровольной сертификации (как правило, сформулированным самим поставщиком) могут учитываться, если они включают требования Заказчика.

9.6 Завершающим этапом подтверждения соответствия показателей ПГУ или модуля ГТУ-ТЭЦ являются приемо-сдаточные и (или) гарантийные испытания оборудования. Их результаты могут быть положены в основу доказательной базы подтверждения соответствия.

Методы определения гарантийных показателей и допускаемые при этом отклонения от их установленных значений оговариваются в программе и

методике испытаний, разрабатываемых организацией, проводящей испытания, и разработчиком ПГУ или модуля ГТУ-ТЭЦ совместно с поставщиками основного оборудования и согласовываются с заказчиком.

Для проведения испытаний проектировщиком (разработчиком) ПГУ или модуля ГТУ-ТЭЦ совместно с заводами-изготовителями по согласованию с заказчиком разрабатывается и осуществляется система дополнительных измерений на оборудовании, входящем в состав ПГУ или модуля ГТУ-ТЭЦ, а также поставляется специальный комплект деталей и запчастей, подготовленных для указанных испытаний

10 Утилизация оборудования

10.1 Оборудование ПГУ и модулей ГТУ–ТЭЦ относится к производственным объектам, контроль за состоянием которых в процессе эксплуатации обеспечивает минимальную степень риска причинения вреда. 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, котлов, котлов–утилизаторов, паровых турбин, воздушные и масляные фильтры.

10.2 Элементы оборудования ПГУ и модулей ГТУ–ТЭЦ 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. Способы утилизации должны быть безопасными.

10.3 Для полной замены оборудования компоновка ПГУ (или модуля ГТУ–ТЭЦ) должна обеспечивать его демонтаж и вывоз без разрушения строительных конструкций главного корпуса.

11 Комплектность документации

Заказчику должен передаваться следующий объем документации по ПГУ (или модулю ГТУ-ТЭЦ):

11.1 эксплуатационная документация, включающая:

11.1.1 ведомость эксплуатационных документов

11.1.2 общую документацию – расчетно-справочные данные: показатели и параметры основного оборудования и ПГУ в целом (модуля ГТУ-ТЭЦ) во всем диапазоне изменения внешних условий и разрешенных режимов работы;

11.1.3 руководство по эксплуатации;

11.1.4 документацию на основное оборудование и его составные части – чертежи, технические описания и инструкции по эксплуатации.

11.1.5 документацию на АСУ ТП и инструкции по её эксплуатации.

11.1.6 документацию на вспомогательное оборудование – чертежи; технические описания и инструкции по эксплуатации.

11.2 комплект чертежей технологических схем, основных сборочных единиц, компоновок.

11.3 паспорта на оборудование.

11.4 паспорта на все применяемые средства измерений с отметками о проведенной их поверке (калибровке).

11.5 этикетки (гарантии, замечания основных параметров, сведения о сертификатах).

11.6 инструкции по монтажу, пуску, ремонту, хранению и консервации оборудования.

11.7 формуляры, ведомости запасных частей инструмента и принадлежностей.

11.8 учебно-технические плакаты.

Приложение А
(справочное)
Основные понятия по парогазовым установкам, используемые в технико-экономических расчетах и планировании.

А.1. **номинальная электрическая мощность ПГУ в конденсационном режиме в станционных условиях**: Электрическая мощность ПГУ при текущих значениях температуры, влажности и давления атмосферного воздуха, а также температуры циркуляционной воды в месте расположения электростанции при наибольшей длительной (номинальной) мощности ГТУ и при работе паровой турбины в конденсационном режиме.

А.2. **номинальная электрическая мощность ПГУ в теплофикационном режиме в станционных условиях**: Электрическая мощность ПГУ при текущих значениях температуры, влажности и давления атмосферного воздуха, а также температуры циркуляционной воды в месте расположения электростанции при наибольшей длительной (номинальной) мощности ГТУ и при минимальном допустимом расходе пара в конденсатор паровой турбины.

А.3. **нормальные физические условия для газообразных сред**: Давление - 101,325 кПа (760 мм рт. ст.), температура - 0 °С (273,15 К).

А.4. **располагаемая электрическая (или теплофикационная) мощность электрической станции**: Установленная электрическая (или теплофикационная) мощность электростанции за отчетный (или планируемый) период без учета генерирующего оборудования, находящегося в неработоспособном состоянии.

А.5. **стандартные условия для горючих газов для определения их объема при взаимных расчетах с потребителями:** Давление 101,325 кПа (760 мм рт. ст.), температура - 20 °С (293,15 К), влажность – 0. (ГОСТ2939-63. Газы. Условия для определения объема).

А.6. **установленная электрическая мощность конденсационной ПГУ или ГТУ в составе энергетического блока**: Номинальная электрическая мощность парогазовой конденсационной установки при средних за отчетный (или планируемый) период значениях температуры, влажности и барометрического давления атмосферного воздуха и температуры циркуляционной воды.

А.7. **установленная электрическая мощность теплофикационной ПГУ**: Номинальная электрическая мощность парогазовой теплофикационной установки при средних за отчетный (или планируемый) период значениях температуры, влажности и барометрического давления атмосферного воздуха, температуры циркуляционной воды и величине отпускаемой тепловой энергии.

В годовом разрезе: средневзвешенная (по продолжительности) номинальная электрическая мощность парогазовой теплофикационной установки при средних значениях температуры, влажности и барометрического давления атмосферного воздуха, температуры циркуляционной воды и тепловой нагрузки в отопительный и неотопительный (при максимальном расходе пара в конденсатор паровой турбины) периоды.

А.8. **установленная теплофикационная мощность теплофикационной ПГУ, модуля ГТУ-ТЭЦ**: Максимальное часовое количество тепла, отпускаемое

от модуля ГТУ-ТЭЦ без байпасирования выхлопных газов ГТУ или от теплофикационной ПГУ при минимальном расходе пара в конденсатор паровой турбины при средней температуре атмосферного воздуха за отчетный (или планируемый) период в отопительный период.

Библиография

[1] Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением (ПБ 03-576-03).

[2] Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов (ПБ 03-585-03).

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

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

[5] Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления (ПБ 12-529-03), Серия 12. Вып.12.

[6] Правила проведения экспертизы промышленной безопасности (ПБ 03-246-98 с изменением №1 ПБИ 03-490(246)-02).

[7] Стандарт организации НП «ИНВЭЛ» СТО 70238424.27.100.011-2009 Автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) ТЭС. Условия создания. Нормы и требования.

[8] Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» СТО 17230282.27.040.001-2008 Газотурбинные установки. Условия поставки. Нормы и требования.

[9] Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» СТО 17230282.27.040.002-2008 Газотурбинные установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

[10] Стандарт организации НП «ИНВЭЛ» СТО 70238424.27.100.017-2009 Парогазовые установки. Организация эксплуатации и технического обслуживания. Нормы и требования.

[11] Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России» СТО 17230282.27.010.002-2008 Оценка соответствия в электроэнергетике.

[12] Нормы участия энергоблоков ТЭС в нормированном первичном и автоматическом вторичном регулировании частоты (СТО 59012820.27.100.002-2005; СО-ЦДУ ЕЭС 001-2005, IDN).

УДК 621.438 + 621.311.22.002.5 ОКС 27.040, 27.060
ББК 31.373 + 31.363 ОКП 31 1160

Ключевые слова: ТЕПЛОВЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СТАНЦИИ, ГАЗОТУРБИННЫЕ УСТАНОВКИ, ПАРОГАЗОВЫЕ УСТАНОВКИ, КОТЛЫ-УТИЛИЗАТОРЫ, СБРОСНЫЕ ПГУ, ПАРАЛЛЕЛЬНЫЕ СХЕМЫ ПГУ, АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ, ГАРАНТИИ, УСЛОВИЯ ГАРАНТИЙ, ТЕХНИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ.

Руководитель организации-разработчика

ОАО «ВТИ»
наименование организации

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

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

Исполнители: Заведующий отделением — личная подпись — В.Ф.Гуторов
должность — инициалы, фамилия

Заведующий лабораторией — личная подпись — П.А.Березинец
должность — инициалы, фамилия

Старший научный сотрудник — личная подпись — Г.Е.Терешина
должность — инициалы, фамилия

gost.e-ecolog.ru