ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 56188.3.200— 2023 (МЭК 62282-3-200:2015)

ТЕХНОЛОГИИ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Часть 3-200

Стационарные энергоустановки на основе топливных элементов. Методы испытаний для определения рабочих характеристик

(IEC 62282-3-200:2015, Fuel cell technologies — Part 3-200: Stationary fuel cell power systems — Performance test methods, MOD)

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2023

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 ПОДГОТОВЛЕН Федеральным государственным бюджетным учреждением науки «Ордена Трудового Красного Знамени Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева Российской академии наук» (ФГБУ «ИНХС РАН») на основе собственного перевода на русский язык англоязычной версии стандарта, указанного в пункте 4

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 029 «Водородные технологии»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 марта 2023 г. № 172-ст

4 Настоящий стандарт является модифицированным по отношению к международному стандарту МЭК 62282-3-200:2015 «Технологии топливных элементов. Часть 3-200. Стационарные энергосистемы на топливных элементах. Методы испытаний для определения рабочих характеристик» (IEC 62282-3-200 «Fuel cell technologies — Part 3-200: Stationary fuel cell power systems — Performance test methods», MOD) путем изменения отдельных фраз (слов, значений показателей, ссылок), которые выделены в тексте курсивом.

Внесение указанных технических отклонений направлено на учет особенностей национальной стандартизации.

Наименование настоящего стандарта изменено относительно наименования указанного международного стандарта для приведения в соответствие с ГОСТ Р 1.5—2012 (пункт 3.5).

Сведения о соответствии ссылочных национальных и межгосударственных стандартов международным стандартам, использованным в качестве ссылочных в примененном международном стандарте, приведены в дополнительном приложении ДА

5 ВЗАМЕН ГОСТ Р МЭК 62282-3-200—2014

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

© IEC, 2015
© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2023

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

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 2
3 Термины, определения и обозначения 4
3.1 Термины и определения 4
3.2 Обозначения 6
4 Стандартные условия 11
4.1 Основные положения 11
4.2 Температура и давление 11
4.3 Теплотворная способность 11
5 Испытания для определения эксплуатационных характеристик 12
6 Подготовка к проведению испытаний 12
6.1 Основные положения 12
6.2 Определение факторов неопределенности 13
7 Измерительные приборы и методы измерения 13
7.1 Основные положения 13
7.2 Измерительные приборы 13
7.3 Методы измерения при проведении испытаний 13
8 План проведения испытания 20
8.1 Основные положения 20
8.2 Условия окружающей среды 20
8.3 Максимально допустимое отклонение в стационарных условиях эксплуатации 21
8.4 Порядок проведения испытаний 21
8.5 Продолжительность испытания и частота считывания показаний 21
9 Методы измерения и расчет полученных результатов 22
9.1 Общие положения 22
9.2 Проверка эффективности 22
9.3 Испытание на изменение электрической и тепловой нагрузки 30
9.4 Испытание характеристик на включение и выключение 33
9.5 Испытания продувочного газа 35
9.6 Измерение потребления воды (необязательно) 36
9.7 Измерение отработавших газов 36
9.8 Измерение уровня шума 37
9.9 Измерение уровня вибрации 38
9.10 Измерение качества отработавшей воды 38
10 Отчет по результатам испытаний 39
10.1 Основные положения 39
10.2 Титульный лист 39
10.3 Содержание 39
10.4 Краткий отчет 39
10.5 Подробный отчет 40
10.6 Полный отчет 40
Приложение А (рекомендуемое) Расчет теплотворной способности топлива 41
Приложение *В* (обязательное) Анализ неопределенности 45
Приложение С (обязательное) Стандартный газ 47
Приложение D (справочное) Максимально допустимое мгновенное изменение выходной электрической мощности 49
Приложение ДА (справочное) Сведения о соответствии ссылочных национальных и межгосударственных стандартов международным стандартам, использованным в качестве ссылочных в примененном международном стандарте 50
Библиография 52

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ТЕХНОЛОГИИ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Часть 3-200

Стационарные энергоустановки на основе топливных элементов. Методы испытаний для определения рабочих характеристик

Fuel cell technologies. Part 3-200. Stationary fuel cell power stations. Performance test methods

Дата введения — 2023—05—31

1 Область применения

Настоящий стандарт охватывает эксплуатационные и экологические характеристики работы стационарных энергетических систем — энергоустановок на основе топливных элементов. Применяются следующие методы испытания:

- оценка выходной мощности при определенных условиях эксплуатации и их изменении;
- коэффициент полезного действия (КПД) электрической и тепловой рекуперации при определенных условиях эксплуатации;
- экологические характеристики при определенных условиях эксплуатации и их изменении, например: выбросы отработавших газов, шум и т. д.

Настоящий стандарт не предназначен для определения электромагнитной совместимости (ЭМС).

Настоящий стандарт не относится к малым стационарным энергоустановкам на основе топливных элементов мощностью менее 10 кВт, которые рассмотрены в *ГОСТ IEC 62282-3-201.*

Энергоустановки на основе топливных элементов могут иметь различные виды в зависимости от типа топливных элементов, их применения и различных материальных и энергетических потоков внешних и внутренних сред системы. Для оценки энергоустановки на основе топливных элементов определены общая концептуальная схема и границы подсистем, приведенные на рисунке 1.

Издание официальное

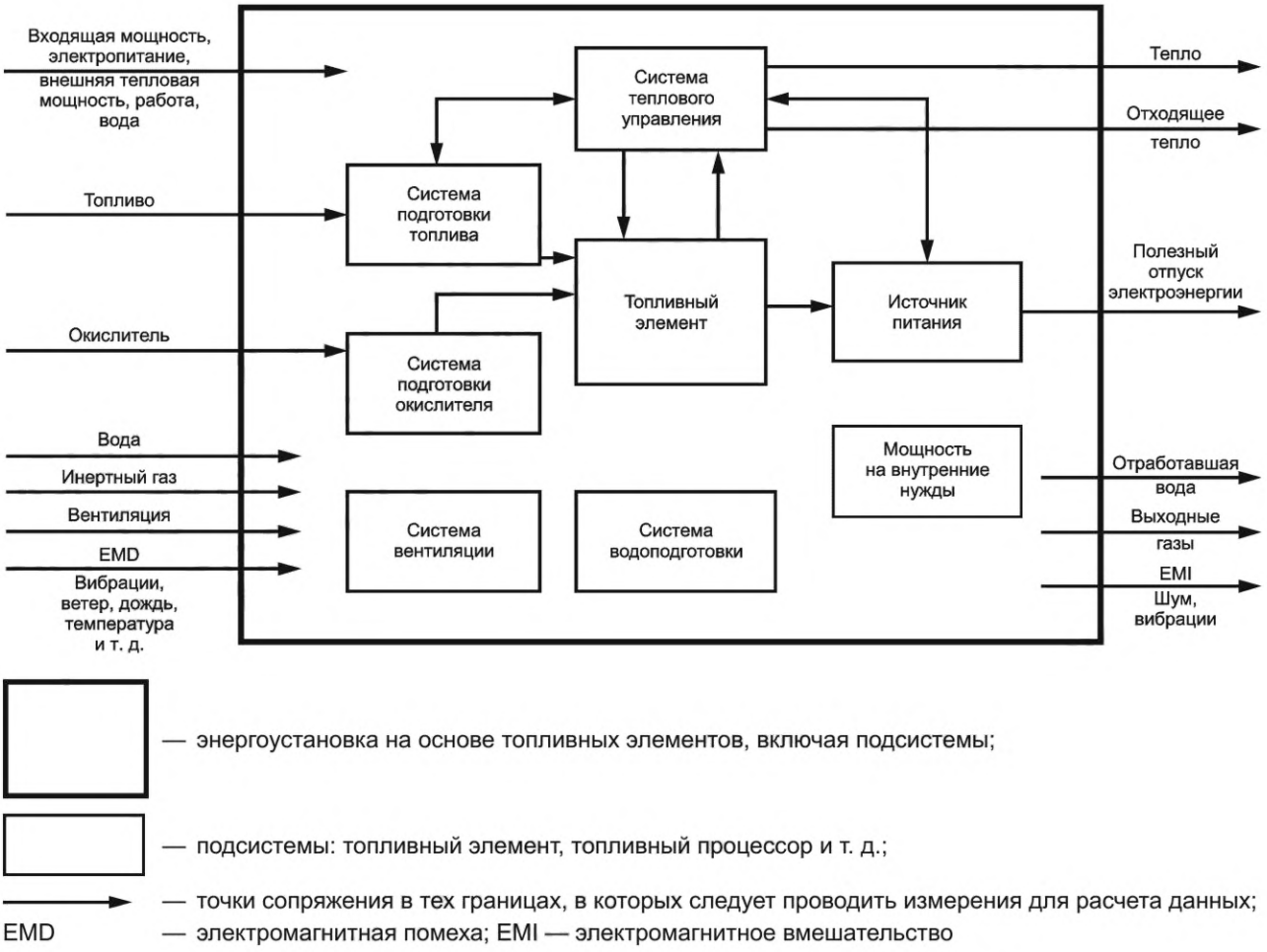


Рисунок 1 — Схема энергоустановки на основе топливных элементов

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.586.1 (ИСО 5167-1:2003) Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 1. Принцип метода измерений и общие требования

ГОСТ 8.586.2 (ИСО 5167-2:2003) Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 2. Диафрагмы. Технические требования

ГОСТ 8.586.3 (ИСО 5167-3:2003) Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 3. Сопла и сопла Вентури. Технические требования

ГОСТ 8.586.4 (ИСО 5167-4:2003) Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 4. Трубы Вентури. Технические требования

ГОСТ 8.586.5 Государственная система обеспечения единства измерений. Измерение расхода и количества жидкостей и газов с помощью стандартных сужающих устройств. Часть 5. Методика выполнения измерений

ГОСТ 22387.2 Газ природный. Методы определения сероводорода и меркаптановой серы

ГОСТ 30804.4.7 (IEC 61000-4-7:2009) Совместимость технических средств электромагнитная. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств

ГОСТ 31369—2008 (ИСО 6976:1995) Газ природный. Вычисление теплоты сгорания, плотности, относительной плотности и числа Воббе на основе компонентного состава

ГОСТ 31371.1 (ISO 6974-1:2012) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 1. Общие указания и определение состава

ГОСТ 31371.2 (ISO 6974-2:2012) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 2. Вычисление неопределенности

ГОСТ 31371.3 (ИСО 6974-3:2000) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 3. Определение водорода, гелия, кислорода, азота, диоксида углерода и углеводородов до C_8 с использованием двух насадочных колонок

ГОСТ 31371.4 (ИСО 6974-4:2000) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 4. Определение азота, диоксида углерода и углеводородов C_1—C_5 и C_{6+} в лаборатории и с помощью встроенной измерительной системы с использованием двух колонок

ГОСТ 31371.5 (ISO 6974-5:2014) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 5. Определение азота, диоксида углерода и углеводородов C_1—C_5 и C_{6+} изотермическим методом

ГОСТ 31371.6 (ИСО 6974-6:2002) Газ природный. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 6. Определение водорода, гелия, кислорода, азота, диоксида углерода и углеводородов C_1—C_8 с использованием трех капиллярных колонок

ГОСТ 34100.3—2017/ISO/IEC Guide 98-3:2008 Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения

ГОСТ ИСО 5348 Вибрация и удар. Механическое крепление акселерометров

ГОСТ IEC 61000-4-13 Электромагнитная совместимость (ЭМС). Часть 4-13. Методы испытаний и измерений. Воздействие гармоник и интергармоник, включая сигналы, передаваемые по электрическим сетям, на порт электропитания переменного тока. Низкочастотные испытания на помехоустойчивость

ГОСТ IEC 62282-3-201 Технологии топливных элементов. Часть 3-201. Стационарные энергоустановки, установки на топливных элементах. Методы испытаний для определения рабочих характеристик систем малой мощности

ГОСТ Р 53188.1 Государственная система обеспечения единства измерений. Шумомеры. Часть 1. Технические требования

ГОСТ Р 53188.2 Государственная система обеспечения единства измерений. Шумомеры. Часть 2. Методы испытаний

ГОСТ Р 54299 (ИСО 8217:200) Топлива судовые. Технические условия

ГОСТ Р 56916 Газ горючий природный. Определение содержания водяных паров методом Карла Фишера

ГОСТ Р ИСО 3744 Акустика. Определение уровней звуковой мощности и звуковой энергии источников шума по звуковому давлению. Технический метод в существенно свободном звуковом поле над звукоотражающей плоскостью

ГОСТ Р ИСО 7935 Выбросы стационарных источников. Определение массовой концентрации диоксида серы. Характеристики автоматических методов измерений в условиях применения

ГОСТ Р ИСО 10396 Выбросы стационарных источников. Отбор проб при автоматическом определении содержания газов с помощью постоянно установленных систем мониторинга

ГОСТ Р ИСО 10849 Выбросы стационарных источников. Определение массовой концентрации оксидов азота. Характеристики автоматических измерительных систем в условиях применения

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

ГОСТ Р ИСО 14687-1 Топливо водородное. Технические условия на продукт. Часть 1. Все случаи применения, кроме использования в топливных элементах с протонообменной мембраной, применяемых в дорожных транспортных средствах

ГОСТ Р ИСО 16622 Метеорология. Акустические анемометры-термометры. Методы приемочных испытаний при измерениях средней скорости ветра

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесяч-

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

3 Термины, определения и обозначения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **вспомогательная электроэнергия** (auxiliary electric power input): Электроэнергия для вспомогательных машин и оборудования, генерируемая вне пределов системы.

3.1.2 **уровень фонового шума** (background noise level): Уровень звукового давления, производимого окружающей средой в точке измерения.

Примечание — Измерения проводят в соответствии с тем описанием, которое приведено в настоящем стандарте, при этом энергоустановка на основе топливных элементов должна находиться в холодном состоянии.

3.1.3 **уровень фоновой вибрации** (background vibration level): Механические колебания, вызываемые окружающей средой, влияющие на измерение значений уровня вибрации.

3.1.4 **холодное состояние** (cold state): Состояние энергоустановки на основе топливных элементов, при котором ее температура равна температуре окружающей среды, а мощность не потребляется и не генерируется.

3.1.5 **отработанная вода** (discharge water): Вода, которая сбрасывается из энергоустановки на основе топливных элементов, включая сточные воды и конденсат.

3.1.6 **электрический КПД** (electrical efficiency): Отношение средней за определенный период времени полезной выходной электрической мощности энергоустановки на топливных элементах к среднему расходу топлива, выраженному в энергетических единицах, поданного в ту же энергоустановку на топливных элементах за тот же период времени.

Примечания

1 Если не указано иное, то следует использовать низшую теплотворную способность топлива (НТС) в качестве оценки средней электрической мощности энергоустановки на основе топливных элементов.

2 Электрическую энергию, потребляемую на собственные нужды энергоустановки на топливных элементах от внешнего источника, вычитают из электрической энергии, производимой энергоустановкой на основе топливных элементов

3.1.7 **внешняя тепловая энергия** (external thermal energy): Дополнительные потоки тепловой энергии, поступающие из-за пределов системы (например, возврат конденсата).

3.1.8 **модуль топливных элементов** (fuel cell module): Сборка, включающая одну или несколько батарей топливных элементов (также возможно использование дополнительных компонентов), предназначенная для интеграции в электрохимический генератор, энергоустановку на основе топливных элементов или транспортное средство.

Примечание — Модуль топливных элементов содержит следующие основные компоненты: одну или несколько батарей топливных элементов, систему трубопроводов для подачи топлива и окислителя и отвода уходящих газов; электрические разъемы для подключения потребителя энергии, средств мониторинга и управления. Кроме того, модуль топливных элементов может содержать: системы для подвода дополнительных жидкостей и газов (например, охлаждающие жидкости, инертного газа); средства для контроля условий работы; сосуды под давлением и системы продувки модулей, а также необходимую электронику для обеспечения работы модуля и стабилизации питания.

3.1.9 **энергоустановка на основе топливных элементов** (fuel cell power system): Система генерации электроэнергии, которая использует один или несколько модулей топливных элементов для производства электроэнергии и тепла.

Примечание — Энергоустановка на основе топливных элементов состоит из всех или определенных элементов, которые показаны на рисунке 1.

3.1.10 **потребление топлива** (fuel input): Количество природного газа, водорода, метанола, жидкого нефтяного газа, пропана, бутана или другого вещества, используемого в качестве топлива, введенное в энергоустановку на основе топливных элементов за определенное количество времени при заданных условиях эксплуатации.

3.1.11 **эффективность рекуперации тепла** (heat recovery efficiency): Отношение средней рекуперированной тепловой мощности к средней полной потребляемой мощности.

3.1.12 **точка измерения** (interface point): Физическая точка измерения на одном из внешних соединений энергоустановки на основе топливных элементов, через которое осуществляется подача или выход вещества или электричества.

Примечания

1 Точку измерения выбирают исходя из обеспечения точности измерения параметров энергоустановки на основе топливных элементов при всех условиях эксплуатации, включая режимы постоянной и переменных нагрузок. В случае необходимости выбор места соединения составных частей в энергоустановке на основе топливных элементов и точки измерения происходит по договоренности между сторонами.

2 Типовые характеристики, требующие подтверждения, относят к параметрам топлива и окислителя — их расхода, температуры, давления и влажности, а также к параметрам топливных элементов, в том числе температуры.

3.1.13 **минимальная мощность** (в топливных элементах) (minimum power): Наименьшая полезная электрическая мощность, при которой энергоустановка на основе топливных элементов может функционировать непрерывно и стабильно.

Примечание — Минимальную мощность измеряют в ваттах, Вт.

3.1.14 **уровень шума** (noise level): Уровень давления звука, создаваемый энергоустановкой на основе топливных элементов.

Примечание — Выражается в децибелах, дБ, и измеряется на указанном расстоянии во всех режимах эксплуатации, описанных в настоящем стандарте.

3.1.15 **рабочая температура** (operating temperature): Температура, при которой энергоустановка на основе топливных элементов нормально функционирует в указанной изготовителем точке измерения.

3.1.16 **полный КПД, коэффициент использования химической энергии топлива** (overall energy efficiency, total thermal efficiency): Отношение всей полезной энергии (электрической и извлекаемой тепловой энергии), произведенной энергоустановкой на основе топливных элементов, к общему потоку энтальпии, подведенному к энергоустановке на основе топливных элементов.

Примечание — Общий подведенный поток энтальпии (включая энтальпию реакции) первичного топлива следует определять по низшей теплотворной способности топлива (НТС) для более корректного сравнения с другими типами преобразователей энергии.

3.1.17 **потребление окислителя** (oxidant input): Количество окислителя (воздуха), поступающего во внутреннюю часть модуля топливных элементов при определенных рабочих условиях.

Примечание — Окислителем обычно является воздух, но также могут быть использованы и другие окислители (например, кислород).

3.1.18 **скорость изменения мощности** (power response time): Временной интервал между моментом инициирования изменения электрической или тепловой мощности и тем моментом, когда электрическая или тепловая мощность достигает устойчивого состояния в пределах заданного значения.

3.1.19 **время реагирования на изменение мощности в размере 90 %** (90 % power response time): Продолжительность временного периода между тем моментом, когда возникает необходимость изменения выходной электрической и/или тепловой мощности, и тем моментом, когда выходная электрическая и/или тепловая мощность достигает 90 % от требуемого значения.

3.1.20 **предпусковое состояние, предпусковые операции** (pre-generation state, pre-generation operation): Состояние энергоустановки на основе топливных элементов при нулевой выходной электрической мощности, при котором она находится в условиях достаточной рабочей температуры и в необходимых режимах и которое позволяет незамедлительно перевести энергоустановку на основе топливных элементов в рабочее состояние со значительной выходной электрической мощностью.

3.1.21 **расход продувочного газа** (purge gas consumption): Количество инертного газа или разбавляющего газа, который подается в энергоустановку на основе топливных элементов в конкретных условиях для обеспечения ее перехода к рабочему состоянию или подготовки к ее отключению.

3.1.22 **номинальная мощность** (в топливных элементах) (rated power): Максимально допустимое долговременное значение полезной мощности на выходе из энергоустановки на основе топливных элементов в нормальных рабочих условиях, заявленное производителем.

Примечание — Номинальную мощность измеряют в ваттах, Вт.

3.1.23 **рекуперированное тепло** (recovered heat): Тепловая энергия, извлеченная в полезных целях.

3.1.24 **стандартные условия** (reference condition): Значения физических величин, которые предписаны для испытания контрольно-измерительных приборов и составляют температуру 288,15 К (15 °С) при давлении 101,325 кПа.

Примечание — См. рекомендации [1], (3.6).

3.1.25 **время переходного процесса для выхода на номинальную мощность** (response time to rated power): Интервал времени между моментом инициирования изменения нагрузки до номинальной мощности и тем моментом, при котором достигается ее необходимое значение.

3.1.26 **механическая работа** (shaft work): Механическая энергия, поступающая из-за пределов системы для выполнения полезной работы.

3.1.27 **время останова** (shutdown time): Время между моментом отключения нагрузки и моментом полного отключения энергоустановки на основе топливных элементов.

3.1.28 **энергия, потребляемая при пуске** (в топливных элементах) (start-up energy): Суммарное количество электрической, тепловой, механической энергии и химической энергии топлива, потребляемой энергоустановкой на основе топливных элементов в период пуска.

3.1.29 **время запуска** (start-up time):

a) для энергоустановок на основе топливных элементов, не потребляющих энергию из внешних источников в режиме хранения, — время, требующееся для перехода из холодного состояния в рабочее состояние;

b) энергоустановок на основе топливных элементов, потребляющих энергию из внешних источников в режиме хранения, — время, необходимое для перехода от состояния хранения в рабочее состояние.

3.1.30 **состояние хранения** (storage state): Состояние энергоустановки на основе топливных элементов, при котором она находится в нерабочем состоянии и, возможно, требует в соответствии с инструкциями производителя подвода тепловой энергии, электроэнергии, инертной атмосферы или их сочетания для предотвращения повреждения составных частей.

3.1.31 **тестовый запуск** (test run): Этап испытания, на котором регистрируют данные, необходимые для расчета результатов испытания.

3.1.32 **суммарная потребляемая мощность** (total power input): Суммарная мощность, включающая в себя: входную мощность топлива, входную мощность окислителя (воздух), вспомогательную электрическую мощность, входную механическую энергию и внешнюю тепловую мощность.

3.1.33 **уровень вибрации** (vibration level): Измеренное значение механических колебаний, которые производятся энергоустановкой на основе топливных элементов в процессе эксплуатации.

Примечание — Значение выражается в децибелах, дБ.

3.1.34 **отработанное тепло** (waste heat): Высвобожденная и невозобновляемая тепловая энергия.

3.1.35 **отработавшая вода** (waste water): Избыток воды, удаляемый из энергоустановки на основе топливных элементов и не являющийся частью системы рекуперации тепла.

3.1.36 **расход воды** (water consumption): Вода, подаваемая из внешних источников в энергоустановку на основе топливных элементов, за исключением первоначального наполнения.

3.2 Обозначения

На рисунке 2 продемонстрированы типичные эксплуатационные состояния энергоустановки на основе топливных элементов, хронологический ряд изменений в эксплуатационном состоянии с момента включения до момента выключения, а также приведены определения терминов, которые соответствуют различным эксплуатационным состояниям.

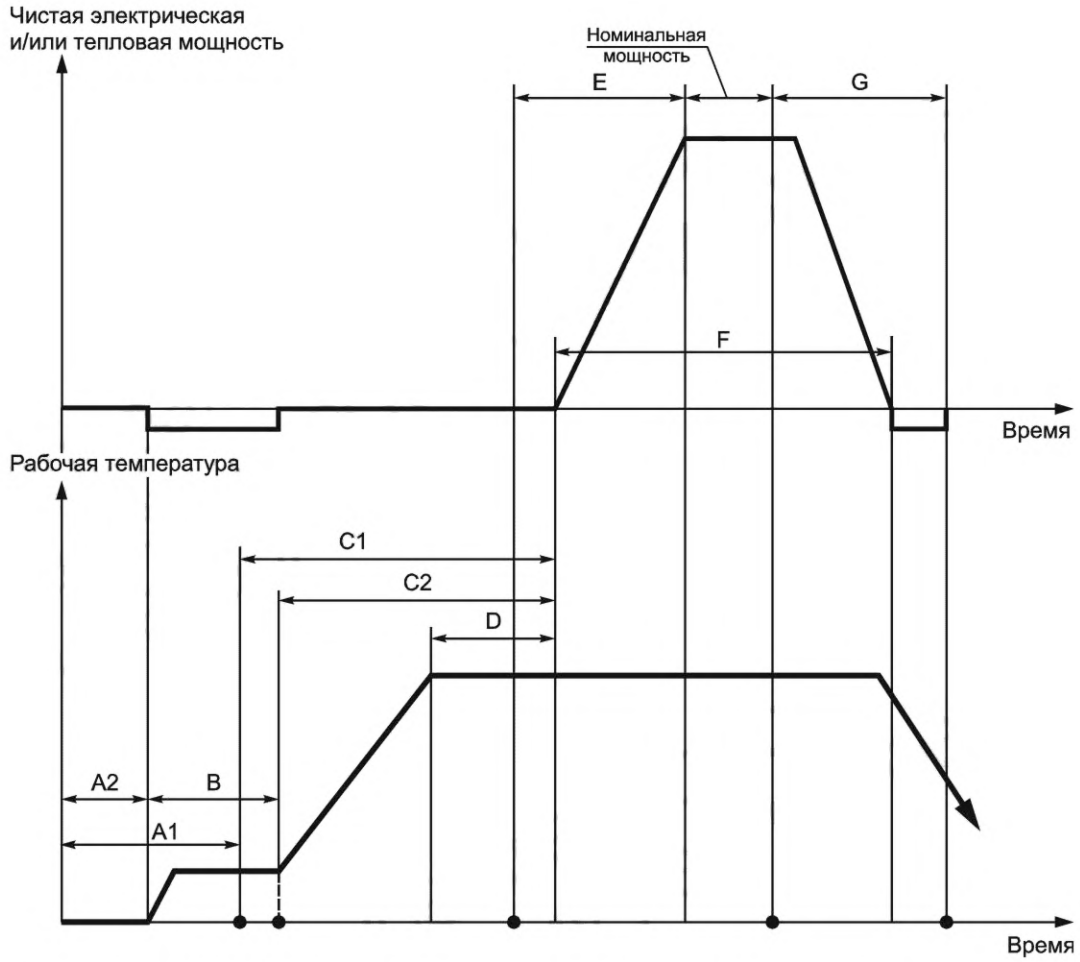


Рисунок 2 — Эксплуатационные состояния энергоустановки на основе топливных элементов

В настоящем стандарте применены следующие обозначения:

A1 — холодное состояние (если состояние хранения не требуется);

A2 — холодное состояние (если требуется состояние хранения);

B — состояние хранения (пример состояния хранения, при котором требуется введение тепловой и/или электрической энергии);

C1 — время включения систем, которые не нуждаются во внешней энергии для поддержания состояния хранения (измеряется от холодного состояния);

C2 — время включения систем, которые требуют внешней энергии для поддержания состояния хранения (измеряется состояние хранения);

D — подготовительная стадия;

E — время реагирования на номинальную мощность;

F — состояние генерации;

G — время выключения;

a1 — время запуска (из холодного состояния);

a2 — время запуска (из состояния хранения);

b — время начала мероприятий для подготовки к отключению;

c — время начала мероприятий по выключению;

d — время, когда выключение было выполнено.

Промежуток от момента a1 (или a2) до момента d является временем работы.

Обозначения, используемые в настоящем стандарте, приведены в таблице 1 вместе с соответствующими единицами измерения.

Таблица 1 — Обозначения

Обозначение	Определение	Единица измерения
c	Удельная теплоемкость	кДж/(кг · К)
c_{HR}	Удельная теплоемкость жидкости для рекуперации тепла	кДж/(кг · К)
c_j	Удельная теплоемкость чистого компонента *j*	кДж/(кг · К)
E	Энергия	кДж
E_{st}	Начальная энергия	кДж
E_{elst}	Электрическая начальная энергия	кДж
E_{fst}	Начальная энергия топлива	кДж
E_{ast}	Начальная энергия окислителя	кДж
E_{Vf}	Потребление энергии топлива на единицу объема	кДж/м^3
E_{mf}	Потребление топлива на моль, указанное в таблице *А.2 приложения А*	кДж/моль
E_{mpf}	Энергия давления топлива на моль при среднем давлении p_f	кДж/моль
E_{ma}	Потребление энергии окислителя на моль	кДж/моль
E_{mpa}	Энергия окислителя на моль	кДж/моль
H	Теплотворная способность	кДж/моль
H_{f0}	Теплотворная способность газообразного топлива при стандартных условиях	кДж/моль
H_{f0j}	Теплотворная способность компонента *j* при стандартной температуре T_0	кДж/моль
H_{fl}	Теплотворная способность жидкого топлива при средней температуре	кДж/кг
H_m	Молярная энтальпия	кДж/моль
H_{ma}	Молярная энтальпия окислителя (воздуха) при средней температуре T_a	кДж/моль
H_{mf0}	Молярная энтальпия топлива при стандартной температуре T_0	кДж/моль
H_{ma0}	Молярная энтальпия окислителя (воздуха) при стандартной температуре T_0	кДж/моль
H_{mfj}	Молярная энтальпия компонента *j* при средней температуре	кДж/моль
h_m	Удельная энтальпия	кДж/кг
$h_{\min}$	Средняя удельная энтальпия теплоносителя (пара, воздуха и т. д.), поступающего в энергоустановку на основе топливных элементов в течение испытания	кДж/кг
h_{mout}	Средняя удельная энтальпия теплоносителя (пара, воздуха и т. д.), выходящего из энергоустановки на основе топливных элементов в течение испытательного периода	кДж/кг
h_{mwsat0}	Удельная энтальпия насыщенной воды при заданной температуре T_0	кДж/кг
h_{mair0}	Удельная энтальпия сухого воздуха при заданном давлении p_0 и стандартной температуре T_0	кДж/кг
M_m	Молярная масса	кг/моль
M_{ma}	Молярная масса окислителя	кг/моль
M_{mf}	Молярная масса топлива	кг/моль
m	Масса	кг
m_{htf}	Масса теплоносителя (пара, воздуха и т. д.) в энергоустановке на основе топливных элементов, полученная от источника внешней тепловой энергии в течение всего испытания (и вне ее)	кг

Продолжение таблицы 1

Обозначение	Определение	Единица измерения
P	Мощность	кВт
P_{elout}	Средняя электрическая мощность (включая постоянный ток)	кВт
P_{elin}	Среднее количество вспомогательной мощности, подаваемой на вспомогательные машины и оборудование, от внешнего(их) источника(ов) энергии (включая постоянный ток)	кВт
P_n	Средняя полезная электрическая мощность	кВт
P_{min}	Минимальная электрическая мощность	кВт
P_{rated}	Номинальная электрическая мощность	кВт
P_{in}	Средняя общая потребляемая мощность	кДж/с
P_{fin}	Средняя входящая мощность, поступающая в жидком или газообразном топливе	кДж/с
P_{ain}	Средняя входящая мощность, поступающая в окислителе	кДж/с
P_{wsin}	Средняя входящая мощность, приходящаяся на механическую работу	кДж/с
P_{HR}	Средняя регенерированная тепловая мощность в течение испытания	кДж/с
P_{thin}	Средняя тепловая мощность, поступающая извне	кДж/с
p	Давление	кПа
p_0	Стандартное давление	кПа
p_f	Среднее давление топлива за период испытания	кПа
p_a	Среднее давление окислителя за период испытания	кПа
Q	Тепловая энергия	кДж
Q_{HR}	Рекуперированная (сгенерированная) тепловая энергия за время испытаний	кДж
Q_{thin}	Общее поступление внешней тепловой энергии в энергоустановку на основе топливных элементов за время испытания	кДж
Q_{thst}	Тепловая начальная энергия	кДж
q_m	Массовые расходы	кг/с
q_{mw}	Потребление воды	кг/с
q_{mf}	Средний массовый расход топлива	кг/с
q_{ma}	Средний массовый расход окислителя	кг/с
q_{mHR}	Массовый расход жидкости, используемой для передачи тепла (теплоносителя)	кг/с
q_V	Объемные расходы	$м^3/с$
q_{Vf0}	Средний объемный расход топлива в стандартных условиях	$м^3/с$
q_{Va0}	Средний объемный расход потока окислителя (воздуха) при стандартных условиях	$м^3/с$
q_{Vf}	Средний объемный расход топлива при средней температуре T_f и среднем давлении p_f	$м^3/с$
q_{Va}	Средний объемный расход окислителя (воздуха) при средних температуре T_a и давлении p_a	$м^3/с$
q_{Vpg}	Расход продувочного газа	$м^3/с$
q_{VHR}	Объемный расход жидкости, используемой для передачи тепла	$м^3/с$

Продолжение таблицы 1

Обозначение	Определение	Единица измерения
T	Температура	К
T_0	Стандартная температура	К
T_f	Средняя температура топлива за период испытания	К
T_a	Средняя температура окислителя за период испытания	К
T_{HR1}	Температура подаваемой жидкости, используемой для передачи тепла	К
T_{HR2}	Температура выходящей жидкости, используемая для передачи тепла	К
t	Время	с
Δt_{st}	Время запуска	с
t_{st1}	Время (момент) начала включения	с
t_{st2}	Время (момент) окончания включения	с
Δt_{shut}	Время выключения	с
t_{shut1}	Время (момент) начала выключения	с
t_{shut2}	Время (момент) окончания выключения	с
t_{up}	Время реагирования от t_{ini} до $t_{attain\text{-}rated}$	с
t_{down}	Время реагирования от t_{in} до $t_{attain\text{-}min}$	с
$t_{attain\text{-}rated}$	Время, необходимое для достижения номинальной полезной электрической или тепловой мощности энергоустановки на основе топливных элементов в пределах 2 % от номинальной мощности	с
$t_{attain\text{-}\,min}$	Время, необходимое для достижения энергоустановкой на основе топливных элементов минимальной выработки электроэнергии или тепловой энергии в пределах 2 % от номинальной мощности	с
t_{ini}	Время, в течение которого изменение выходной электрической или тепловой мощности происходит по инициативе пользователя	с
t_{dur}	Продолжительность измерения	с
V_m	Молярный объем	$м^3$/моль
V_{m0}	Стандартный молярный объем идеального газа	$м^3$/моль
W_s	Механическая работа	кДж
W_{sin}	Общая механическая работа	кДж
W_{sst}	Механическая энергия для начала работы	кДж
x	Молярное соотношение	—
x_j	Молярное соотношение компонента j	—
η	Эффективность	%
η_{el}	Электрическая эффективность (электрический КПД)	%
η_{th}	Тепловая эффективность (тепловой КПД)	%
η_{total}	Общая эффективность (общий КПД)	%
λ	Коэффициент мощности: отношение номинальной мощности к фиксируемой мощности	—
ρ	Плотность	$кг/м^3$

Окончание таблицы 1

Обозначение	Определение	Единица измерения
ρ_{f0}	Плотность топлива при стандартных условиях	кг/м^3
ρ_{fl}	Плотность жидкого топлива при средней температуре T_f	кг/м^3
ρ_{a0}	Плотность окислителя (воздуха) при стандартных условиях	кг/м^3
ρ_{HR}	Плотность жидкости, используемой для передачи тепла, при определенных давлении и температуре	кг/м^3
Φ	Расход тепла	кДж/с
Φ_{WH}	Среднее количество отходящего тепла	кДж/с
Примечание — Основные обозначения в энергоустановке на основе топливных элементов соответствуют обозначениям на рисунке 3.		

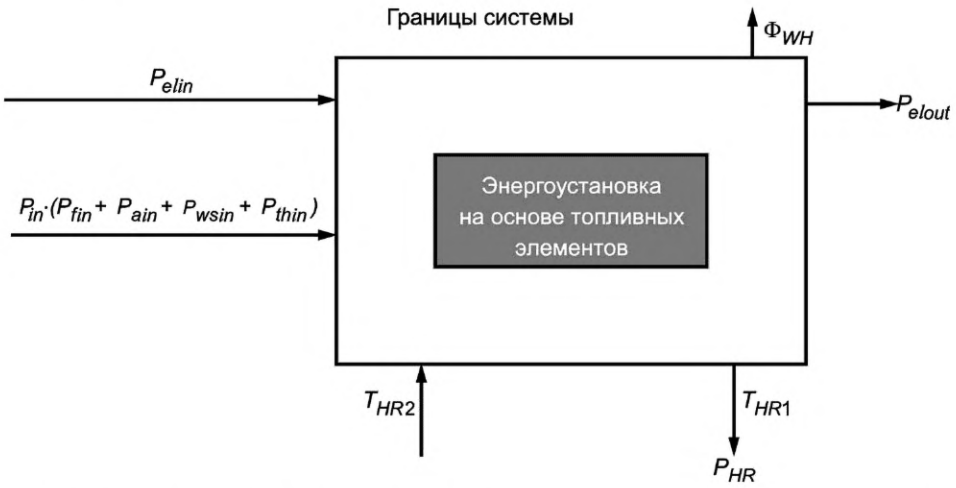


Рисунок 3 — Графическое отображение основных параметров, влияющих на энергоустановку на основе топливных элементов

4 Стандартные условия

4.1 Основные положения

В этом разделе определены стандартные условия для расчета результатов проведенных испытаний.

4.2 Температура и давление

Стандартные значения определены следующим образом:

- стандартная температура: T_0 = 288,15 К (15 °С);
- стандартное давление: p_0 = 101,325 кПа.

4.3 Теплотворная способность

Теплотворная способность топлива определена НТС. Энергетическая эффективность (КПД) выражена следующим образом:

η_{el} или η_{th} — процент от общего значения, %.

В случае с НТС необходимость добавлять отдельное обозначение для данного определения отсутствует.

Если применяют высшую теплотворную способность (ВТС), то к значению энергоэффективности прибавляют сокращение «ВТС»:

η_{el} или η_{th} — процент от общего значения, % (ВТС).

5 Испытания для определения эксплуатационных характеристик

Эффективность энергоустановок на основе топливных элементов оценивают по следующим характеристикам:

- эксплуатационные, которые необходимы для испытания эффективности энергоустановки на основе топливных элементов в нормальных условиях эксплуатации или во время эксплуатационного перехода;

- экологические, которые требуются при проверке воздействия энергоустановки на основе топливных элементов на окружающую среду.

В таблице 2 указаны типовые испытания для определения эксплуатационных и экологических характеристик. Испытания, приведенные в таблице 2, применяют ко всей энергоустановке на основе топливных элементов, а не к отдельным ее элементам.

Если не указано иное, то перечисленные испытания следует применять для всех типов топливных элементов. Тем не менее различия в конструкции энергоустановки на основе топливных элементов и технологиях могут привести к пропуску некоторых испытаний в связи с их ненадобностью (например, энергоустановки на основе топливных элементов без рекуперации тепла не требуют измерения рекуперации).

Таблица 2 — Испытания, необходимые для оценки эффективности энергоустановки на основе топливных элементов

Испытания	
Эксплуатационные характеристики	Экологические характеристики
Испытание на эффективность	Испытание на выброс выхлопных газов
Испытание на чувствительность к изменению тепловой и/или электрической мощности	Испытание на уровень шума
Испытание на включение/выключение	Испытание на уровень вибрации
Испытание на расход продувочного газа	Проверка качества отработавшей воды
Испытание на расход воды	—

6 Подготовка к проведению испытаний

6.1 Основные положения

В данном разделе представлены типичные процедуры, которые должны быть выполнены до проведения испытания. При подготовке к проведению испытаний в целях минимизации погрешностей измерений следует отдавать предпочтение высокоточным приборам и тщательному планированию всей процедуры испытаний. Подробные планы испытаний подготавливаются сторонами испытания на основе настоящего стандарта, после чего должен быть составлен письменный план испытаний. Подробный план испытаний для различных режимов приведен в таблице 3.

План испытаний должен содержать в себе следующие разделы:

a) объект;

b) технические требования к испытанию;

c) проверка квалификации персонала;

d) проверка обеспечения стандартов качества проведения испытания;

e) формирование факторов неопределенности (см. B.1 и B.2 приложения B);

f) определение средств измерения (см. раздел 7);

g) определение диапазона параметров испытания;

h) план сбора полученных данных;

i) меры по обеспечению безопасности при использовании водорода в качестве топлива (как указано в документации, представленной изготовителем конечного продукта). В данном случае рекомендуется ссылаться на стандарт *[2]* или эквивалентный стандарт.

6.2 Определение факторов неопределенности

6.2.1 Элементы анализа неопределенности

Анализ неопределенности должен быть проведен по четырем приведенным ниже параметрам для того, чтобы показать надежность результатов испытаний и выполнить требования заказчика. Эти результаты испытаний должны быть проанализированы для определения абсолютной и относительной неопределенностей испытания. Испытание должно быть спланировано таким образом, чтобы можно было оценить надежность следующих полученных результатов:

- выходная электрическая мощность;
- электрический КПД;
- тепловой КПД;
- общий КПД.

6.2.2 Сбор данных

Система сбора данных (в том числе продолжительность и частота снятия показаний измерительных приборов) должна быть определена до проведения испытания на эффективность. Кроме того, должно быть подготовлено соответствующее оборудование для снятия показаний (перечень приведен в 8.5 и *B.2 приложения B*).

7 Измерительные приборы и методы измерения

7.1 Основные положения

Типы измерительных приборов должны отвечать требованиям соответствующих стандартов и должны быть выбраны сообразно контрольным показателям погрешности, указанным изготовителем.

7.2 Измерительные приборы

Для измерения эффективности энергоустановок на основе топливных элементов обычно используют следующие приборы:

a) приборы для измерения входной и выходной мощностей: ваттметры, вольтметры, амперметры и подобные вспомогательные приборы;

b) прибор для измерения расхода топлива: датчики расхода топлива, датчики давления, температурные датчики;

c) прибор для измерения входного расхода окислителей: датчики расхода окислителей, датчики давления, температурные датчики;

d) приборы для определения теплотворной способности топлива: газовые хроматографические датчики или альтернативные средства с сопоставимой точностью;

e) приборы для измерения расхода жидкого теплоносителя: датчики измерения расхода жидкости, температурные датчики и датчики давления;

f) приборы для определения состава выхлопных газов и качества сточных вод: датчики определения газов, например SO_2, NO_x, CO_2, CO, и/или на общее количество углеводородов;

g) приборы для измерения уровня шума: микрофоны и шумомеры;

h) приборы для измерения уровня вибрации: виброметры, акселерометры и датчики захвата движения (пикап-сенсоры);

i) приборы для измерения условий окружающей среды: барометры, градусники, гигрометры и т. д.

7.3 Методы измерения при проведении испытаний

7.3.1 Измерения электрической мощности

Измерение электрической мощности P может быть использовано для расчета электроэнергии в течение всего испытания.

Цифровые приборы для измерения электрической мощности можно применять для непосредственного измерения входа и выхода электроэнергии в дополнение к измерениям напряжения U и тока I.

При отсутствии прямого измерения мощности для переменного тока, когда указан коэффициент мощности λ, электрическую мощность P определяют по следующим уравнениям:

для трехфазной энергоустановки на основе топливных элементов:

$$P = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \lambda; \quad (1)$$

для однофазной энергоустановки на основе топливных элементов:

$$P = U \cdot I \cdot \lambda. \quad (2)$$

Электрическая мощность P для постоянного тока может быть определена по следующей формуле:

$$P = U \cdot I. \quad (3)$$

Измерители напряжения, измерители тока и измерители мощностных характеристик должны соответствовать заявленным требованиям точности и калибровки до начала измерения.

Место проведения измерений должно быть следующим:

a) для измерения электроэнергии на выходе из энергоустановки на основе топливных элементов в точке сопряжения электропитания должны быть установлены ваттметр, вольтметр, амперметр и измеритель коэффициента мощности;

b) для измерения расхода электроэнергии, которая генерируется вспомогательными машинами и оборудованием с внешнего источника энергии, в точке сопряжения электропитания должны быть установлены вольтметр, амперметр и измеритель коэффициента мощности;

c) коэффициент мощности измеряют с использованием энергоустановки на основе топливных элементов, которая подключена к внешней нагрузке или к локальной электросети.

7.3.2 Измерение поступающего топлива

7.3.2.1 Основные положения

В зависимости от технических требований испытуемой энергоустановки на основе топливных элементов может быть использовано газообразное либо жидкое топливо. Теплотворная способность топлива должна быть неизменной на протяжении всего периода испытания и соответствовать той погрешности, которая приведена в таблице 4.

7.3.2.2 Измерение газообразного топлива

a) Основные положения

Основные характеристики газообразного топлива:

- теплотворная способность;
- температура;
- давление;
- плотность.

Теплотворную способность газообразного топлива рассчитывают по формуле (8).

b) Определение состава газообразного топлива

Измерение состава газообразного топлива должно включать в себя нижеприведенные действия.

1) Отбор проб

Во время работы энергоустановки на основе топливных элементов пробы газообразного топлива отбирают с определенными частотами и объемом этих проб для удовлетворения требований анализа неопределенности.

Отбор проб газа может быть опущен, если использован предварительно проанализированный газ в емкостях, при условии, что неопределенность предварительно проанализированного газа соответствует требуемой неопределенности.

2) Измерение состава газообразного топлива

Природный газ состоит преимущественно из метана, небольших количеств углеводородов более высокого порядка, а также из некоторых негорючих газов. Другие газообразные виды топлива могут содержать прочие компоненты.

Доли следующих компонентов в составе измеряемого газа определяют в соответствии с теми методами, которые описаны в *ГОСТ 31371.5* и *[3]*:

- метан;
- этан;
- пропан;
- бутан;
- пентан;
- гексан и следующие далее углеводороды;
- азот;
- углекислый газ;
- бензол.

Доли следующих компонентов в составе измеряемого газа определяют в соответствии с теми методами, которые описаны в *ГОСТ 31371.1—ГОСТ 31371.6* и *[3]*:

- водород;
- кислород;
- окись углерода.

Концентрацию соединений серы (включая одорант) измеряют в соответствии с теми методами, которые изложены в *ГОСТ 22387.2*.

Содержание водяного пара измеряется в соответствии с методами, которые описаны в *ГОСТ Р 56916* и *[4]*.

Если в качестве топлива используется водород, отбор проб и определение состава газа производят в соответствии с *ГОСТ Р ИСО 14687-1*.

c) Измерение расхода газообразного топлива

Измерение расхода газообразного топлива может быть использовано для расчета общего расхода топлива энергоустановкой на основе топливных элементов путем интегрирования расхода по времени продолжительности испытания.

Расход газообразного топлива необходим для измерения эффективности энергоустановки на основе топливных элементов. Поступление газового топлива может быть определено с помощью объемного расходомера, массового расходомера или расходомера турбинного типа. Если использование таких устройств невозможно, то рекомендуется измерение расхода с помощью сопел, отверстий или расходомеров Вентури, которые следует применять согласно *ГОСТ 8.586.1—ГОСТ 8.586.5*. Расходомеры газообразного топлива должны быть совместимы с давлением используемого газа, а их погрешность должна соответствовать требуемой погрешности. Меры предосторожности при размещении расходомера и измерении расхода следующие:

- расходомеры должны быть расположены рядом с границей энергоустановки на основе топливных элементов;
- температуру и давление газообразного топлива следует измерять вблизи расходомера, установленного на границе энергоустановки на основе топливных элементов. Не допускается утечка после точки измерения.

d) Измерение температуры газообразного топлива

Рекомендуемые приборы для непосредственного измерения температуры следующие:

- термопары с преобразователем;
- термометр сопротивления с преобразователем.

Датчики температуры должны быть подходящими по необходимой точности измерений.

Если расходомер требует температурной коррекции, то для этой температурной коррекции следует использовать тот датчик температуры, который находится непосредственно перед устройством измерения расхода.

e) Измерение давления газообразного топлива

Допускается использование откалиброванных манометров, грузопоршневых манометров, трубок Бурдона или манометров других видов. В качестве альтернативы могут быть применены калиброванные преобразователи давления. Приборы для измерения давления газообразного топлива должны соответствовать давлению во время испытания, а погрешность должна соответствовать проведенному анализу погрешности.

Перед эксплуатационными испытаниями соединительные трубопроводы должны быть проверены на предмет отсутствия утечек в рабочем состоянии энергоустановки на основе топливных элементов.

Если возникают резкие изменения давления, то следует использовать подходящее средство демпфирования.

Полученное давление топлива должно быть статическим давлением, т. е. внешние влияния должны быть учтены и исключены.

7.3.2.3 Измерения жидкого топлива

a) Основные положения

Основные характеристики жидкого топлива:

- плотность (отношение массы к единице объема);
- теплотворная способность;
- вязкость;
- температура;
- состав.

Эти характеристики следует определять согласно *[5]* и *ГОСТ Р 54299* (см. также *[6]*).

b) Измерение расхода жидкого топлива

Точное измерение расхода жидкого топлива в энергоустановке на основе топливных элементов необходимо для определения ее тепловой мощности. Рекомендуется использовать проточные форсунки, отверстия и измерители Вентури. Приборы следует применять в соответствии с *ГОСТ 8.586.3*. Альтернативы включают в себя измерители объема, массовые расходомеры, объемные расходомеры, расходомеры турбинного типа, калиброванные счетчики жидкости и средства прямого взвешивания.

Погрешность используемых устройств измерения расхода топлива должна быть указана и соответствовать проведенному ранее расчету погрешности.

Не допускается разлив или утечка жидкого топлива после точки сопряжения.

Измерение расхода жидкого топлива может быть использовано для расчета общего расхода топлива путем интегрирования расхода по продолжительности испытания.

c) Измерение температуры жидкого топлива

Рекомендуемые приборы для непосредственного измерения температуры следующие:

- термопары с преобразователем;
- термометр сопротивления с преобразователем.

Устройства измерения температуры жидкого топлива должны иметь необходимые диапазон и точность измерений.

Если расходомер требует температурной коррекции, то для этой коррекции следует использовать тот датчик температуры, который установлен непосредственно перед расходомером.

7.3.3 Измерение сгенерированного тепла

7.3.3.1 Основные положения

Теплоносителями для сгенерированного (рекуперированного) тепла могут выступать вода, воздух или охлаждающая жидкость, такая как масло и т. д. Комбинация этих жидкостей может быть использована в зависимости от технических характеристик тестируемых энергоустановок на основе топливных элементов.

Температуру и давление носителей сгенерированного тепла следует измерять одновременно.

7.3.3.2 Измерение расхода теплоносителя

Для каждого теплоносителя-рекуператора должно быть применено соответствующее оборудование. Точное измерение расхода теплоносителя на утилизацию/накопитель тепловой энергии и обратно необходимо для определения эффективности утилизации тепла в энергоустановке на основе топливных элементов. Рекомендуется использовать сопла, отверстия или расходомеры Вентури, которые следует применять в соответствии с *ГОСТ 8.586.1—ГОСТ 8.586.5*, а также массовые расходомеры и расходомеры турбинного типа.

Устройства измерения температуры теплоносителя должны иметь определенные рабочие диапазоны и точность измерений.

Устройства измерения расхода должны быть расположены вблизи границы энергоустановки на основе топливных элементов.

Измерение расхода теплоносителя может быть использовано для расчета общего расхода теплоносителя на рекуперацию путем интегрирования расхода по продолжительности испытания.

7.3.3.3 Измерение температуры теплоносителя

Рекомендуемыми приборами для непосредственного измерения температуры являются термопары с преобразователем или термометр сопротивления с преобразователем.

Приборы для измерения температуры жидкости должны быть подходящими по масштабу и точности, а также расположены вблизи границы энергоустановки на основе топливных элементов.

Датчики температуры должны быть размещены непосредственно в потоке теплоносителя в середине поперечного сечения трубы и не должны касаться стенки трубы.

7.3.3.4 Измерение давления теплоносителя

Данный метод измерения предназначен для газовой фазы жидкости, в том числе пар, и включает в себя:

- подготовку к измерению: манометры должны быть подходящими по точности;
- расположение манометров: датчики манометров должны быть расположены непосредственно перед соответствующим расходомером вблизи точек сопряжения (точек выхода и входа жидкости) в линии потока жидкости. Также должна быть обеспечена достаточная теплоизоляция труб.

Перед проведением эксплуатационных испытаний соединительные трубопроводы должны быть проверены на предмет отсутствия утечек в рабочих условиях энергоустановок на основе топливных элементов.

7.3.4 Измерение продувочного газа

Расход продувочного газа может быть определен с помощью объемного счетчика, массового расходомера или расходомера турбинного типа. Если такой метод нецелесообразен, рекомендуется измерение расхода с помощью сопел, отверстий или расходомеров Вентури, которые следует применять в соответствии с *ГОСТ 8.586.1—ГОСТ 8.586.5*. Расходомеры должны быть совместимы с давлением используемого газа, а их погрешность должна соответствовать установленным требованиям.

Измерение расхода продувочного газа может быть использовано для расчета общего расхода продувочного газа путем интегрирования расхода по продолжительности испытания.

Меры предосторожности при размещении расходомера и измерении следующие:

- расходомеры должны быть расположены рядом с границей энергоустановки на основе топливных элементов;

- температуру и давление продувочного газа следует измерять рядом с тем расходомером, который установлен на границе энергоустановки на основе топливных элементов.

Перед проведением эксплуатационных испытаний соединительные трубопроводы должны быть проверены для того, чтобы убедиться в отсутствии утечек в рабочих условиях.

7.3.5 Измерение входящего окислителя (воздуха)

7.3.5.1 Основные положения

Должны быть измерены следующие характеристики окислителя (воздуха):

- температура;

- давление;

- состав (характеристики окислителя могут влиять на работу топливного элемента).

Примечание — Состав окислителя (воздуха) должен быть указан в протоколе испытания;

- плотность.

7.3.5.2 Определение расхода окислителя (воздуха)

Расход окислителя (воздуха) может быть определен с помощью объемного счетчика, массового расходомера или расходомера турбинного типа. Если использование перечисленных приборов невозможно, то рекомендуется измерение расхода с помощью сопел, отверстий или расходомеров Вентури, которые следует применять согласно *ГОСТ 8.586.1—ГОСТ 8.586.5*. Расходомеры должны быть совместимы с давлением используемого газа, а их погрешность соответствовать установленным требованиям.

Измерение расхода окислителя (воздуха) может быть использовано для расчета общего расхода окислителя (воздуха) путем интегрирования расхода по продолжительности испытания.

Меры предосторожности при размещении расходомера и его измерении следующие:

- расходомеры должны быть расположены рядом с границей системы;

- температура и давление окислителя (воздуха) должны измерять рядом с расходомером, установленным на границе системы.

7.3.5.3 Определение температуры окислителя (воздуха)

К рекомендуемым приборам для измерения температуры относят:

- термопары с преобразователем;

- термометр сопротивления с преобразователем.

Приборы для измерения температуры окислителя должны быть подходящими по масштабу и точности.

Если расходомер требует температурной коррекции, то для этой температурной коррекции должен быть использован тот датчик температуры, который установлен непосредственно перед устройством измерения расхода.

7.3.5.4 Определение давления окислителя (воздуха)

Можно использовать калиброванные манометры, грузопоршневые манометры, трубки Бурдона или манометры других типов. В качестве альтернативы могут быть применены калиброванные преобразователи давления. Приборы для измерения давления окислителя (воздуха) должны соответствовать давлению во время испытания, а погрешность должна отвечать установленным требованиям.

Перед проведением эксплуатационных испытаний соединительные трубопроводы должны быть проверены на предмет отсутствия утечек.

Если возникают резкие изменения значений давления, то следует использовать подходящее средство демпфирования.

Измеренное давление окислителя (воздуха) должно быть статическим давлением, т. е. внешние влияния должны быть учтены и исключены.

7.3.5.5 Определение состава окислителя (воздуха)

Состав окислителя (воздуха) должен быть измерен с помощью газовой хроматографии или других методов, которые можно использовать. Если в качестве окислителя используют воздух, то состав считают обычным со стандартными соотношениями, если не проведены дополнительные исследования.

7.3.6 Измерение прочих жидкостей

Измерение потоков охлаждающей и дренажной воды следует проводить одним из следующих методов:

a) путем использования стандартного сопла или отверстия;

b) с помощью измерителя объема.

7.3.7 Измерение выхлопных газов

7.3.7.1 Отбор проб выхлопных газов

Следует соблюдать осторожность при размещении зондов в потоке выхлопных газов. Также необходимо убедиться в том, что зонд(ы) для отбора проб не перекрывает(ют) выхлопной канал. Зонд(ы) должен (должны) быть расположен(ы) вблизи выхода выхлопных газов энергоустановки на основе топливных элементов, или внутри канала для отвода выхлопных газов при использовании закрытых систем вытяжной вентиляции, или непосредственно на выходе выхлопной системы в случае применения открытых систем вытяжной вентиляции. Если выхлопной канал имеет большие размеры, следует снимать показания в центре выхлопного канала и в репрезентативных точках сетки поперек выхлопного канала с усреднением полученных показаний.

Для открытых систем вентиляции выхлопных газов следует позаботиться о размещении зонда(ов) таким образом, чтобы предотвратить смешивание пробного газа с окружающим воздухом.

Во время измерений необходимо следить за тем, чтобы на датчике температуры не образовывался конденсат. Конденсат на датчике приведет к изменению получаемых показаний, поэтому такие данные будут признаны недействительными.

7.3.7.2 Измерение температуры выхлопных газов

Рекомендуемые приборы для измерения температуры следующие:

- термопары с преобразователем;
- термометр сопротивления с преобразователем.

7.3.7.3 Определение концентрации SO_2 и NO_x в выхлопных газах

Для измерения концентрации SO_2 следует руководствоваться *ГОСТ Р ИСО 7935*, *ГОСТ Р ИСО 11042-1* и *ГОСТ Р ИСО 10396* (см. также *[7]—[9]*). Другие методы, которые могут подходить для решения этой задачи, могут быть использованы при условии, что они согласуются с анализом неопределенности.

Для измерения концентрации NO_x следует руководствоваться *ГОСТ Р ИСО 10849*, *ГОСТ Р ИСО 11042-1* и *ГОСТ Р ИСО 10396 (см. также [10]* и *[8])*. Другие методы, которые могут подходить для решения этой задачи, могут быть использованы при условии, что они согласуются с анализом неопределенности.

7.3.7.4 Определение концентрации CO_2 и CO в выхлопных газах

Измерение концентрации CO_2 должно быть основано на *ГОСТ Р ИСО 11042-1* и *ГОСТ Р ИСО 10396 (см. также [8])*.

CO_2 также может быть рассчитан на основе содержания углерода в топливе.

Измерение концентрации CO основано на *ГОСТ Р ИСО 11042-1* и *ГОСТ Р ИСО 10396 (см. также [8])*.

7.3.7.5 Определение суммарной концентрации углеводородов в выхлопных газах

Измерение концентрации общего углеводорода должно быть основано на *ГОСТ Р ИСО 11042-1 (см. также [8])*.

7.3.7.6 Определение концентрации кислорода в выхлопных газах

Измерение концентрации кислорода должно быть основано на *ГОСТ Р ИСО 11042-1* и *ГОСТ Р ИСО 10396 (см. также [8])*.

7.3.8 Измерение отработавшей воды

7.3.8.1 Основные положения

Измерения отработавшей воды должны включать определение следующих характеристик:

- объем отработавшей воды;
- температура отработавшей воды;
- определение pH;

- биохимическая потребность в кислороде (БПК) или, при необходимости, химическая потребность в кислороде (ХПК);

- уровень выбросов других веществ, которые определены действующим законодательством и могут выбрасываться из энергоустановки на основе топливных элементов.

7.3.8.2 Измерение объема отработавшей воды

См. 7.3.6.

При необходимости, измерение расхода отработавшей воды может проводить прямым взвешиванием или с помощью емкостей с объемными весами.

7.3.8.3 Измерение температуры отработавшей воды

Рекомендуемые приборы для непосредственного измерения температуры следующие:

- термопары с преобразователем;

- термометр сопротивления с преобразователем.

Точки измерения температуры должны быть расположены как можно ближе к выходу из энергоустановки на основе топливных элементов.

7.3.8.4 Измерение pH отработавшей воды

Измерение pH следует проводить согласно установленным требованиям (см. также *[11]*).

7.3.8.5 Измерение ХПК отработавшей воды

Измерение ХПК следует проводить согласно установленным требованиям (см. также *[12]*).

7.3.8.6 Измерение БПК отработавшей воды

Измерение БПК следует проводить согласно установленным требованиям (см. также *[13]*).

7.3.9 Измерение уровня шума

Шум, производимый энергоустановкой на основе топливных элементов, должен быть измерен с помощью измерителя уровня звука, как это определено в *ГОСТ Р 53188.1* и *ГОСТ Р 53188.2*. Испытание должно проводиться в соответствии с *ГОСТ Р ИСО 3744*.

7.3.10 Измерение уровня вибрации

Вибрацию следует измерять на установленной и эксплуатируемой энергоустановке на основе топливных элементов в соответствии с инструкциями производителя.

Вибрация, создаваемая энергоустановкой на основе топливных элементов, должна быть измерена в точках крепления согласно приведенному ниже описанию.

Для установки устройства в соответствии с вышеуказанными требованиями следует использовать монтажные приспособления, поставляемые изготовителем. Точка крепления является точкой передачи, которая передает вибрацию от устройства на землю, пол, стены, потолок или прочие опорные конструкции в зависимости от фигурации энергоустановки на основе топливных элементов. Если предусмотрено несколько конфигураций крепления, то следует измерить значения всех конфигураций:

a) измерения должны быть проведены в тех точках крепления, которые в значительной степени реагируют на динамические силы и характеризуют общую вибрацию энергоустановки на основе топливных элементов. Для энергоустановки на основе топливных элементов без фиксированных точек крепления требуются динамический анализ или предварительные испытания для определения точек измерения;

b) для определения поведения вибрации в каждой точке измерения необходимо провести измерения в трех взаимно перпендикулярных направлениях;

c) монтаж акселерометров проводят согласно *ГОСТ ИСО 5348*.

7.3.11 Измерение суммарных гармонических искажений

Суммарные гармонические искажения должны быть измерены и представлены в отчете для тех энергоустановок на основе топливных элементов, которые генерируют переменный ток. Руководство по измерению приведено в *ГОСТ 30804.4.7* и *ГОСТ IEC 61000-4-13*.

7.3.12 Измерение характеристик окружающей среды

В обязательном порядке должны быть измерены влажность окружающей среды, ветер, давление и температура.

Измерение влажности окружающей среды должно быть проведено в установленном порядке (см. также *[14]* и *[15]*). Измерение окружающего ветра должно быть основано на *ГОСТ Р ИСО 16622*.

Далее приведены рекомендуемые приборы для прямого измерения температуры окружающей среды:

- термопары с преобразователем;

- термометр сопротивления с преобразователем.

Датчики температуры, а также приборы для измерения давления должны соответствовать требованиям по точности и погрешности.

8 План проведения испытания

8.1 Основные положения

Испытания, перечисленные в таблице 2, следует проводить в различных состояниях энергоустановки на основе топливных элементов в зависимости от цели испытания. Список состояний:

- устойчивое состояние при номинальной мощности;
- установившийся режим при частичной нагрузке вблизи средней точки между номинальной и минимальной мощностью;
- устойчивое состояние при предварительной генерации;
- устойчивое состояние при минимальной мощности;
- переходное состояние;
- холодное состояние и состояние хранения.

В таблице 3 приведены соотношения по типам испытания и условиям их проведения для всех испытуемых изделий.

8.2 Условия окружающей среды

Для каждого испытания должны быть измерены следующие условия окружающей среды:

a) температура окружающей среды;
b) барометрическое давление;
c) относительная влажность;
d) скорость и направление ветра (только в случае установки на открытом воздухе).

Таблица 3 — Определение испытаний в зависимости от состояния энергоустановки на основе топливных элементов

Испытание	Условия стабильной работы					Переходное состояние
	Номинальная мощность	Неполная мощность[1)]	Минимальная мощность[1)]	Подготовительное состояние	Холодное состояние/ состояние хранения	
Эксплуатационные характеристики						
Испытание на эффективность	X	X	—	—	—	
Испытание на чувствительность к изменению тепловой и/или электрической мощности	—	—	—	—	X	
Испытание на включение/выключение	—	—	—	—	X	
Испытание на расход очистного газа	—	—	—	X	X	
Испытание на расход воды[2)]	X	X	—	—	—	
Экологические характеристики						
Испытание на выброс выхлопных газов	X	X	X	—	X	
Испытание на уровень шума	X	X	X	—	X	
Испытание на уровень вибрации	X	X	X	—	X	
Проверка качества отработавшей воды	X	X	X	—	X	

[1)] Испытания при неполной и/или минимальной мощностях могут быть проведены по согласованию сторон, которые выполняют испытания.

[2)] Испытание на расход воды может быть проведено по согласованию сторон, которые выполняют испытание.

8.3 Максимально допустимое отклонение в стационарных условиях эксплуатации

Максимально допустимые отклонения за время испытания приведены в таблице 4.

Максимально допустимые отклонения в таблице 4 не применяют для испытаний на включение/выключение.

Вариации могут превышать допустимые значения, приведенные в таблице 4, если результаты расчета комбинированной стандартной неопределенности приемлемы для сторон испытания.

Таблица 4 — Максимально допустимые отклонения при испытаниях в эксплуатационных условиях

Параметр	Допустимые отклонения при проведении испытаний
Параметр стабилизации энергоустановки на основе топливных элементов, которые указаны производителем и согласованы между всеми участвующими сторонами	В соответствии с указаниями
Выходная электрическая мощность, кВт	±2 %
Давление	±0,5 %
Температура окислителя (воздуха) на входе в энергоустановку на основе топливных элементов	±3 K
Теплотворная способность на единицу объема	±1 %
Давление газообразного топлива при подаче в энергоустановку на основе топливных элементов	±1 %
Абсолютное давление выхлопных газов	±0,5 %
Абсолютное давление окислителя (воздуха) на входе в энергоустановку на основе топливных элементов	±0,5 %
Расход топлива на входе	±2 %
Температура топлива на входе	±2 K
Расход окислителя (воздуха) на входе	Не указано
Выработанная тепловая мощность	±2 %
Суммарные гармонические искажения THD[a]	±2 %

[a] Только для THD: если среднее значение THD составляет 5 %, то значения THD могут быть от 3 % до 7 %.

Примечание — Данная таблица является прямой ссылкой на *[16]*.

8.4 Порядок проведения испытаний

Испытания для получения следующих значений следует проводить одновременно: расход топлива на входе, внешний тепловой вход, расход окислителя (воздуха) на входе, потребление вспомогательной электроэнергии, входная механическая работа, выходная электрическая мощность и выходная тепловая мощность.

Примечание — Электрический КПД, КПД рекуперации тепла и общий КПД рассчитывают на основе полученных значений, приведенных выше.

При проведении измерений, которые указаны в 8.3, должны быть корректно измерены: расход воды, динамическое значение выходной мощности, потребление при включении/выключении и расход продувочного газа.

8.5 Продолжительность испытания и частота считывания показаний

Продолжительность испытаний и частоту считывания показаний определяют в зависимости от типа испытуемой энергоустановки на основе топливных элементов. Кроме того, количество измерений и частоту считывания показаний устанавливают на основе требований к колебаниям данных, стабильности средних значений и анализа неопределенности настоящего стандарта.

9 Методы измерения и расчет полученных результатов

9.1 Общие положения

В разделе 9 приведены только типовые испытания и методы их проведения. В настоящем стандарте не определены регулярные проверки и не установлены целевые показатели эффективности.

9.2 Проверка эффективности

9.2.1 Основные положения

Это испытание предназначено для расчета электрической эффективности, эффективности рекуперации тепла и общей энергетической эффективности при номинальной выходной мощности путем измерения средней химической, тепловой, механической и электрической мощности, которая поступает в энергоустановки на основе топливных элементов, и средней электрической и тепловой мощности, которая генерируется энергоустановкой на основе топливных элементов в режиме номинальной выходной мощности.

Проверка эффективности при частичной нагрузке и/или минимальной выходной мощности может быть проведена по соглашению сторон, которые проводят испытания.

9.2.2 Метод тестирования

9.2.2.1 Процедура тестирования

Испытание на эффективность должно быть проведено в соответствии со следующим порядком действий:

a) эксплуатация энергоустановки на основе топливных элементов с номинальной электрической мощностью, или неполной нагрузкой, или с минимальной электрической мощностью;

b) необходимо убедиться в том, что энергоустановка на основе топливных элементов удовлетворяет отклонениям, приведенным в таблице 4;

c) необходимо измерить следующие физические величины в течение не менее 1 ч (т. е. 3600 с) с тем интервалом, который определен в соответствии с пунктами *B.2* и *B.3 приложения B*:

1) скорость поступления топлива (в объеме или в массе), температура и давление,

2) расход внешнего тепла (в массе), температура и давление,

3) скорость ввода окислителя (воздуха) (в объеме или в массе), температура и давление,

4) потребляемая вспомогательная электрическая мощность,

5) входная механическая энергия,

6) выходная электрическая мощность, напряжение и ток,

7) скорость выхода теплоносителя (в объеме или в массе), температура и давление,

8) температура окружающей среды и ее давление.

9.2.2.2 Процедура расчета

Средние значения величины следует формировать на основе не менее чем 60 результатов независимых измерений, которые выполнены последовательно.

9.2.3 Расчет входных данных

9.2.3.1 Поступление топлива

a) Скорость поступления топлива

1) Средняя скорость расхода газообразного топлива

Средний расход газообразного топлива может быть описан как объемный расход топлива q_{Vf0}, м^3/с, или как массовый расход топлива q_{mf}, кг/с. Он должен быть рассчитан в соответствии со следующей методикой:

- объемный расход

Общий объем газообразного топлива, м^3, поступающий за время испытания, с, должен быть получен путем интегрирования объемного расхода, м^3/с.

Средний объемный расход газообразного топлива в условиях испытания q_{Vf}, м^3/с, получают путем деления общего объема, м^3, на продолжительность испытания, с.

Средний объемный расход газообразного топлива q_{Vf0}, м^3/с, рассчитывают по следующему уравнению.

Примечание — При этом использованы средние значения температуры и давления топлива, полученные за время испытания.

$$q_{vf0} = q_{vf} \cdot (T_0/T_f) \cdot (p_f/p_0), \quad (4)$$

где q_{vf} — средний объемный расход топлива при средней температуре T_f и среднем давлении p_f, м^3/с;
T_0 — стандартная температура 288,15 K;
T_f — средняя температура топлива за время испытания, K;
p_f — среднее давление топлива за время испытания, кПа;
p_0 — стандартное давление 101,325 кПа;

- массовый расход

Общая масса газообразного топлива, введенного за время испытания, кг, должна быть получена путем интегрирования массового расхода за время испытания.

Средний массовый расход топлива в условиях испытания получают путем деления общей массы на продолжительность испытания, с;

- связь между массовым и объемным расходом топлива

Взаимосвязь между средним массовым расходом топлива q_{mf}, кг/с и средним объемным расходом топлива q_{Vf0}, м^3/с, при стандартных условиях выражена следующим уравнением:

$$q_{mf} = q_{vf0} \cdot \rho_{f0}, \quad (5)$$

где ρ_{f0} — плотность топлива при стандартных условиях, кг/м^3.

2) Средний расход жидкого топлива

Средний расход жидкого топлива может быть описан как объемный расход топлива q_{Vf0}, м^3/с, или как массовый расход топлива q_{mf}, кг/с, и должен быть рассчитан в соответствии с нижеприведенной процедурой:

- объемный расход

Общий объем жидкого топлива, поступившего за время испытания, должен быть получен путем интегрирования объемного расхода за период испытания.

Средний объемный расход жидкого топлива при стандартных условиях получают путем деления общего объема, м^3, на продолжительность испытания, с.

Примечание — Средний объемный расход жидкого топлива в стандартных условиях принимают таким же, как и в условиях испытания, так как изменение объема для жидкости незначительно при изменении давления и температуры;

- массовый расход

Общая масса жидкого топлива, введенная в энергоустановку на основе топливных элементов за время испытания, должна быть получена интегрированием массового расхода за период испытания.

Средний массовый расход жидкого топлива в условиях испытания получают путем деления общей массы на продолжительность испытания, с;

- взаимосвязь между массовым и объемным расходом топлива

Взаимосвязь между средним массовым расходом топлива q_{mf}, кг/с, и средним объемным расходом топлива q_{Vf0}, м^3/с, при стандартных условиях выражена следующим уравнением:

$$q_{mf} = q_{vf0} \cdot \rho_{f0}, \quad (6)$$

где ρ_{f0} — плотность топлива при стандартных условиях, кг/м^3.

b) Потребляемая топливная энергия

1) Средняя потребляемая энергия газообразного топлива

Среднюю потребляемую мощность газообразного топлива рассчитывают для объемного расхода или для массового расхода в соответствии со следующей процедурой (используют средние значения температуры и давления топлива, полученные за время испытания):

- объемный расход

Потребление энергии газообразного топлива на моль E_{mf}, Дж/моль, при средней температуре T_f и среднем давлении p_f смеси указанного состава рассчитывают по следующему уравнению:

$$E_{mf} = H_{f0} + H_{mf} - H_{mf0} + E_{mpf}, \quad (7)$$

где H_{f0} — теплотворная способность топлива при стандартных условиях, кДж/моль;
H_{mf} — молярная энтальпия топлива при средней температуре T_f, кДж/моль;
H_{mf0} — молярная энтальпия топлива при стандартной температуре T_0, кДж/моль;
E_{mpf} — энергия давления топлива на моль при среднем давлении p_f, кДж/моль.

Примечания

1 Если энергоустановку на основе топливных элементов используют в качестве дополнения к комбинированному циклу, E_{mf} можно не учитывать.

2 См. *[17]* для определения понятия «комбинированный цикл».

Теплотворную способность газообразного топлива при заданных условиях H_{f0}, кДж/моль, рассчитывают следующим образом:

$$H_{f0} = \sum_{j=1}^{N} x_j \cdot H_{f0j}, \tag{8}$$

где x_j — молярное соотношение компонента j, указанное в приложении С;

j — компонент топлива;

N — количество компонентов топливного газа;

H_{f0j} — теплотворная способность компонента j при стандартной температуре T_0, кДж/моль.

Примечание — Численные значения H_{f0j} приведены в *таблице С.1 приложения С.*

Молярную энтальпию топлива H_{mf}, кДж/моль, рассчитывают следующим образом:

$$H_{mf} = \sum_{j=1}^{N} x_j \cdot H_{mfj}, \tag{9}$$

где H_{mfj} — молярная энтальпия компонента j при средней температуре T_f, кДж/моль.

Молярную энтальпию компонента j H_{mfj}, кДж/моль, рассчитывают следующим образом:

$$H_{mfj} = \left(A_j \cdot T_f + \frac{B_j \cdot T_f^2}{2 \cdot 10^3} + \frac{C_j \cdot T_f^3}{3 \cdot 10^6} \right) \cdot 10^{-3}, \tag{10}$$

где A_j, B_j и C_j — константы компонента j, приведенные в приложении С;

T_f — температура топлива в условиях испытания, К.

Примечание — Молярную энтальпию при базовой температуре рассчитывают путем замены T_0 на T_f в уравнении (9).

Потребление топлива E_{mpf}, кДж/моль, рассчитывают следующим образом:

$$E_{mpf} = R \cdot T_0 \cdot \ln(p_f/p_0) \cdot 10^{-3}, \tag{11}$$

где R — универсальная газовая константа, которая равна 8,314 Дж/(моль · К).

Среднюю потребляемую мощность газообразного топлива P_{fin}, кДж/с, рассчитывают по следующему уравнению:

$$P_{fin} = q_{vf0} \cdot E_{mf}/V_{m0}, \tag{12}$$

где q_{vf0} — средний объемный расход топлива при стандартных условиях, рассчитанный по уравнению (4), м^3/с;

E_{mf} — потребляемая энергия топлива на моль, кДж/моль;

V_{m0} — стандартный молярный объем идеального газа, который составляет 2,3645 · 10^{-2}м^3/моль.

Примечание — Стандартная температура в настоящем стандарте составляет 288,15 К;

- массовый расход

Потребление энергии газообразного топлива на моль E_{mf}, кДж/моль, при средней температуре и среднем давлении смеси указанного состава рассчитывают по следующему уравнению:

$$E_{mf} = H_{f0} + H_{mf} - H_{mf0} + E_{mpf}, \tag{13}$$

где H_{f0} — теплотворная способность топлива при стандартных условиях, кДж/моль;

H_{mf} — молярная энтальпия топлива при средней температуре T_f, кДж/моль;

H_{mf0} — молярная энтальпия топлива при стандартной температуре T_0, кДж/моль;

E_{mpf} — энергия давления топлива при среднем давлении p_f, кДж/моль.

Среднюю потребляемую мощность газообразного топлива P_{fin}, кДж/с, рассчитывают по следующему уравнению:

$$P_{fin} = q_{mf} \cdot E_{mf}/M_{mf}, \quad (14)$$

где q_{mf} — средний массовый расход топлива, приведенный в уравнении (5), кг/с;

M_{mf} — молярная масса топлива, измеряемая в соответствии с методами, подробно описанными в *[18]*.

2) Средняя потребляемая энергия жидкого топлива

Среднюю потребляемую энергию жидкого топлива рассчитывают для объемного расхода или для массового расхода в соответствии со следующей процедурой:

- объемный расход

Энергию жидкого топлива на единицу объема E_{Vf}, кДж/м^3, при средней температуре T_f рассчитывают по следующему уравнению:

$$E_{Vf} = p_{fl} \cdot H_{fl}, \quad (15)$$

где p_{fl} — плотность жидкого топлива при средней температуре, измеряемая по соответствующему стандарту;

H_{fl} — теплотворная способность жидкого топлива при средней температуре T_f, измеряемой с учетом *[6]*.

Средняя потребляемая мощность жидкого топлива P_{fin}, кДж/с, рассчитывают по следующему уравнению:

$$P_{fin} = q_{vf0} \cdot E_{Vf}, \quad (16)$$

где q_{vf0} — средний объемный расход топлива при стандартных условиях, м^3/с;

E_{Vf} — массовый расход

Среднюю потребляемую мощность жидкого топлива рассчитывают по следующему уравнению:

$$P_{fin} = q_{mf} \cdot H_{fl}, \quad (17)$$

где q_{mf} — средний массовый расход топлива [см. перечисление 2), а) 9.2.3.1], кг/с;

H_{fl} — теплотворная способность жидкого топлива при средней температуре T_f, измеряемая с учетом *[6]*.

9.2.3.2 Внешнее поступающее тепло

а) Поступление внешней тепловой энергии

Общие тепловые затраты рассчитывают следующим образом:

1) внешние тепловые затраты в замкнутом контуре

Общее поступление внешней тепловой энергии в энергоустановку на основе топливных элементов за все время испытаний Q_{thin}, кДж, рассчитывают путем измерения изменения теплосодержания пара или теплоносителя при прохождении через энергоустановку на основе топливных элементов в пределах границы энергоустановки на основе топливных элементов и умножения этого значения на общий расход пара или теплоносителя, который находился в пределах границы энергоустановки на основе топливных элементов за аналогичное время, по формуле

$$Q_{thin} = m_{htf} \cdot (h_{\min} - h_{mout}), \quad (18)$$

где m_{htf} — масса пара или теплоносителя, которая поступила в энергоустановку на основе топливных элементов и покинула ее за время испытания, кг;

$h_{\min}$ — средняя удельная энтальпия теплоносителя, поступившая в энергоустановку на основе топливных элементов за время испытания, кДж/кг;

h_{mout} — средняя удельная энтальпия теплоносителя, покинувшая пределы энергоустановки на основе топливных элементов за время испытания, кДж/кг;

2) тепловые затраты пара или жидкости

Для расчета тепловых затрат пара или жидкости, не выходящих за границу энергоустановки на основе топливных элементов, общее поступление внешней тепловой энергии в энергоустановку на основе топливных элементов за все время испытаний Q_{thin}, кДж, рассчитывают путем измерения теплосодержания теплоносителя, значение которого умножается на общий расход теплоносителя в границах

энергоустановки на основе топливных элементов с корректировкой на базовое значение энтальпии насыщенной воды при температуре 15 °С:

$$Q_{thin} = m_{htf} \cdot (h_{\min} - h_{mwsat0}), \quad (19)$$

где m_{htf} — масса пара или теплоносителя, которая поступила в энергоустановку на основе топливных элементов от источника внешней тепловой энергии за время испытания, кг;

$h_{\min}$ — средняя удельная энтальпия пара или теплоносителя, поступающего в энергоустановку за время испытания, кДж/кг;

h_{mwsat0} — удельная энтальпия насыщенной воды при стандартной температуре T_0, составляющая 62,99 кДж/кг.

Примечание — Стандартная температура, используемая в настоящем стандарте, составляет 15 °С;

3) тепловые затраты газов

Для расчета тепловых затрат газов не выходящих за границу энергоустановки на основе топливных элементов, общее внешнее поступление тепловой энергииQ_{thin}, кДж, рассчитывают путем измерения теплосодержания входного газового потока, значение которого умножается на общий поток тепла входного газового потока в границах энергоустановки на основе топливных элементов с корректировкой на значение энтальпии сухого воздуха при атмосферном давлении и температуре 15 °С:

$$Q_{thin} = m_{htf} \cdot (h_{\min} - h_{mair0}), \quad (20)$$

где h_{mair0} — удельная энтальпия сухого воздуха при стандартном давлении p_0 и стандартной температуре T_0, составляющая 33,029 Дж/кг.

Примечание — Стандартные давление и температура составляют 101 кПа и 15 °С соответственно.

b) Среднее потребление внешней тепловой энергии

Среднюю потребляемую внешнюю тепловую мощность рассчитывают путем деления Q_{thin} на продолжительность испытания, с.

9.2.3.3 Поступление окислителя (воздуха)

a) Среднее поступление окислителя (воздуха)

Средняя скорость подачи окислителя (воздуха) может быть представлена как объемный расход окислителя (воздуха) или как массовый расход окислителя (воздуха). Показатель должен быть рассчитан в соответствии со следующей методикой:

1) объемный расход

Общий объем окислителя (воздуха), подаваемого за время испытания, м^3, получают путем интегрирования объемного расхода по продолжительности испытания.

Средний объемный расход окислителя (воздуха) в условиях испытания получают путем деления общего объема, м^3, на продолжительность испытания, с.

Средний объемный расход окислителя (воздуха) в контрольных условиях q_{Va0},м^3/с, рассчитывают по следующему уравнению:

$$q_{Va0} = q_{Va} \cdot (p_a/p_0) \cdot (T_0/T_a), \quad (21)$$

где q_{Va} — средний объемный расход окислителя (воздуха) при средней температуре T_a и среднем давлении p_a, м^3/с;

p_a — среднее давление окислителя (воздуха) за время испытания, кПа;

p_0 — стандартное давление, составляющее 101,325 кПа;

T_0 — стандартная температура, составляющая 288,15 К;

T_a — средняя температура окислителя (воздуха) за время испытания, К;

2) массовый расход

Общая масса окислителя (воздуха), вводимого в течение продолжительности испытания, должна быть получена путем интегрирования массового расхода по периоду испытания.

Средний массовый расход окислителя (воздуха) в условиях испытания получают путем деления общей массы, кг, на продолжительность испытания, с.

Взаимосвязь между средним массовым расходом и объемным расходом q_{ma} при стандартных условиях q_{Va0} выражена следующим уравнением:

$$q_{ma} = q_{Va0} \cdot \rho_{a0}, \quad (22)$$

где ρ_{a0} — плотность окислителя (воздуха) при стандартных условиях, кг/м^3.

b) Средняя потребляемая мощность окислителя (воздуха)

Когда горячий или находящийся под давлением окислитель (воздух) подают непосредственно в энергоустановку на основе топливных элементов, энергию окислителя (воздуха) следует рассчитывать на основе параметров окислителя (воздуха) в точке сопряжения энергоустановки на основе топливных элементов с окислителем.

Среднюю потребляемую мощность окислителя (воздуха) рассчитывают для объемного расхода или для массового расхода в соответствии со следующей процедурой [в расчетах используют средние значения температуры и давления окислителя (воздуха), полученные за время испытания]:

1) объемный расход

Энергию окислителя (воздуха) на моль E_{ma}, кДж/моль, при средней температуре T_a и среднем давлении p_a рассчитывают согласно следующему уравнению:

$$E_{ma} = H_{ma} - H_{ma0} + E_{mpa}, \quad (23)$$

где H_{ma} — молярная энтальпия окислителя (воздуха) при средней температуре T_a, кДж/моль;

H_{ma0} — молярная энтальпия окислителя (воздуха) при стандартной температуре T_0, кДж/моль;

E_{mpa} — энергия давления окислителя (воздуха), кДж/моль.

Примечания

1 Если энергоустановка на основе топливных элементов использована в качестве дополнения к комбинированному циклу, то E_{mpa} можно не учитывать.

2 См. *[17]* для определения понятия «комбинированный цикл».

Молярную энтальпию воздуха при средней температуре *Та* H_{ma} кДж/моль, рассчитывают согласно следующему уравнению:

$$H_{ma} = \left(A_a \cdot T_a + \frac{B_a \cdot T_a^2}{2 \cdot 10^3} + \frac{C_a \cdot T_a^3}{3 \cdot 10^6} \right) \cdot 10^{-3}, \quad (24)$$

где A_a, B_a и C_a — константы окислителя (воздуха), численные значения которых приведены в приложении С;

T_a — температура окислителя, К.

Энергию давления окислителя (воздуха) E_{mpa}, кДж/моль, рассчитывают по следующему уравнению:

$$E_{mpa} = R \cdot T_0 \cdot \ln(p_a/p_0) \cdot 10^{-3}, \quad (25)$$

где p_a — среднее давление окислителя за время испытания, кПа.

Среднюю потребляемую мощность окислителя (воздуха) P_{ain}, кДж/с, рассчитывают по следующему уравнению:

$$P_{ain} = q_{va0} \cdot E_{ma}/V_{m0}, \quad (26)$$

где V_{m0} — стандартный молярный объем идеального газа при стандартной температуре, составляющий 2,3645 10^{-2} м^3/моль;

2) массовый расход

Потребление энергии окислителя (воздуха) на моль E_{ma}, кДж/моль, рассчитывают по следующему уравнению:

$$E_{ma} = H_{ma} - H_{ma0} + E_{mpa}, \quad (27)$$

где H_{ma} — молярная энтальпия окислителя (воздуха) при средней температуре T_a, кДж/моль;

H_{ma0} — молярная энтальпия окислителя (воздуха) при стандартной температуре T_0, кДж/моль;

E_{mpa} — энергия давления окислителя (воздуха), кДж/моль.

Условия использования E_{mpa} аналогичны объемному расходу окислителя (воздуха).

Средняя потребляемая мощность окислителя (воздуха) P_{ain}, кДж/с, должна быть рассчитана по следующему уравнению:

$$P_{ain} = q_{ma} \cdot E_{ma}/M_{ma}, \quad (28)$$

где q_{ma} — средний массовый расход окислителя (воздуха), рассчитываемый по уравнению (22), кг/с;

E_{ma} — энергия окислителя (воздуха) на моль, кДж/моль;

M_{ma} — молярная масса окислителя (воздуха), кг/моль.

9.2.3.4 Средняя мощность вспомогательной электроэнергии

Среднюю потребляемую вспомогательную электрическую мощность рассчитывают путем деления суммы всех электрических вводов в энергоустановку на основе топливных элементов за период испытания, кВт · ч, на продолжительность испытания, ч.

Это значение вычитается из средней электрической мощности энергоустановки на основе топливных элементов для расчета средней чистой электрической мощности тестируемой энергоустановки на основе топливных элементов.

9.2.3.5 Потребление механической энергии

a) Основные положения

Потребляемая энергия механической работы должна быть рассчитана с использованием измерений крутящего момента, и обороты в минуту, об/мин, должны быть переведены в килоджоули, кДж. Если крутящий момент и обороты в минуту, об/мин, не могут быть измерены из-за ограничений энергоустановки на основе топливных элементов, входное топливо, пар или теплоноситель следует определять с точностью до 1 % для указания энергии, потребляемой за счет работы вала. Поправки на КПД турбины или тягового двигателя не допускаются.

При возможности, стартовый двигатель должен быть перемещен внутрь границ энергоустановки на основе топливных элементов. Энергию, подводимую к первичному двигателю, следует учитывать как энергию топлива, вспомогательную тепловую мощность или вспомогательную электрическую мощность.

b) Средняя механическая энергия

Среднюю потребляемую мощность механической работы рассчитывают путем деления потребляемой энергии механической работы на продолжительность испытания, с.

9.2.3.6 Средняя суммарная потребляемая мощность

Среднюю полную потребляемую мощность P_{in}, кДж/с, вводимую в энергоустановку на основе топливных элементов P_{ain}, кДж/с, определяют по следующему уравнению:

$$P_{in} = P_{fin} + P_{ain} + P_{wsin} + P_{thin}, \quad (29)$$

где P_{fin} — средняя потребляемая мощность топлива, рассчитываемая по формуле (12), кДж/с;

P_{ain} — средняя потребляемая мощность окислителя (воздуха), рассчитываемая по формуле (26), кДж/с;

P_{wsin} — средняя потребляемая мощность работы вала, рассчитываемая в соответствии с перечислением *в)* 9.2.3.5, кДж/с;

P_{thin} — средняя потребляемая внешняя тепловая мощность, рассчитываемая в соответствии с перечислением *в)* 9.2.3.2, кДж/с.

9.2.4 Расчет выходных данных

9.2.4.1 Расчет выходной электрической мощности

a) Средняя вырабатываемая электрическая мощность

Средняя электрическая мощность должна быть рассчитана в следующем порядке:

- общая выработка электроэнергии за время испытания должна быть получена путем интегрирования выработки электроэнергии, кВт, за время испытания;

- средняя электрическая мощность должна быть получена путем деления электрической мощности, кВт · ч, на продолжительность испытания, ч.

b) Средняя чистая вырабатываемая электрическая мощность

Средняя вырабатываемая электрическая мощность должна быть уменьшена за счет учета вспомогательной электроэнергии, поступающей от внешних источников электроэнергии. Для дальнейшего расчета электрического КПД средняя чистая вырабатываемая электрическая мощность P_n, кВт, должна быть рассчитана по следующему уравнению:

$$P_n = P_{elout} - P_{elin}, \quad (30)$$

где P_{elout} — средняя электрическая мощность, которая рассчитывается в соответствии с перечислением *а*) 9.2.4.1, кВт;

P_{elin} — средняя потребляемая вспомогательная электрическая мощность, рассчитываемая в соответствии с 9.2.3.4, кВт.

9.2.4.2 Средняя сгенерированная тепловая энергия

Средняя рекуперированная (сгенерированная) тепловая мощность должна быть рассчитана исходя из объемного расхода или для массового расхода теплоносителя в следующем порядке:

a) объемный расход

Сгенерированную тепловую энергию Q_{HR}, кДж, рассчитывают по следующему уравнению:

$$Q_{HR} = \sum\left[(T_{HR1} - T_{HR2}) \cdot q_{VHR} \cdot \rho_{HR} \cdot t_{dur} \cdot c_{HR}\right], \quad (31)$$

где $\sum$ — суммирование мгновенных измерений;

T_{HR1} — температура подаваемой жидкости, используемая для передачи тепла, K;

T_{HR2} — температура выходящей жидкости, используемая для передачи тепла, K;

q_{VHR} — объемный расход теплоносителя, м^3/с;

ρ_{HR} — плотность теплоносителя при измеренных давлении и температуре, кг/м^3;

t_{dur} — продолжительность измерения, с (см. 9.2.2.1);

c_{HR} — удельная теплоемкость теплоносителя, кДж/(кг · K).

Если теплоноситель является смесью, то следует провести анализ состава и рассчитать удельную теплоемкость смеси c_{HR}, кДж/(кг · K), по следующей формуле:

$$c_{HR} = \sum\left(x_j \cdot c_j\right), \quad (32)$$

где c_j — удельная теплоемкость компонента j, кДж/(кг · K);

x_j — молярное соотношение компонента j.

Если удельная теплоемкость теплоносителя-утилизатора определена, то измерение удельной теплоты и анализ состава можно проводить.

Среднюю тепловую мощность рассчитывают путем деления восстановленной тепловой энергии Q_{HR}, кДж, на продолжительность испытания, с;

b) массовый расход

Если расход теплоносителя определен его массой, то полученная тепловая энергия Q_{HR} за время испытания должна быть рассчитана по следующему уравнению:

$$Q_{HR} = \sum\left[(T_{HR1} - T_{HR2}) \cdot q_{mHR} \cdot \rho_{HR} \cdot t_{dur} \cdot c_{HR}\right], \quad (33)$$

где q_{mHR} — массовый расход теплоносителя, кг/с.

Среднюю восстановленную тепловую мощность рассчитывают путем деления сгенерированной тепловой энергии Q_{HR} на продолжительность испытания, с.

9.2.5 Расчет количества отработанного тепла

Среднее количество отходящего тепла Φ_{WH}, кДж/с, должно быть рассчитано на основе входной и выходной мощностей, измеренных при номинальной мощности, а также при неполной и минимальной нагрузках, в соответствии с методами расчета (см. 9.2) с использованием следующего уравнения:

$$\Phi_{WH} = P_{in} - P_n - P_{HR}, \quad (34)$$

где P_{in} — средняя полная потребляемая мощность, рассчитываемая в соответствии с 9.2.3.6, кДж/с;

P_n — средняя полезная вырабатываемая электрическая мощность, рассчитываемая в соответствии с перечислением b) 9.2.4.1, кВт;

P_{HR} — средняя сгенерированная тепловая мощность, рассчитываемая в соответствии с 9.2.4.2, кДж/с.

9.2.6 Расчет эффективности

9.2.6.1 Общие положения

Если мощность топлива рассчитывают исходя из высшей теплотворной способности, то следует обратиться к подразделу 4.3.

9.2.6.2 Расчет электрического КПД

Электрический КПД η_{el}, %, рассчитывают путем деления средней чистой вырабатываемой электрической мощности на среднюю полную потребляемую мощность:

$$\eta_{el} = (P_n \cdot 100\ \%)/P_{in}. \quad (35)$$

9.2.6.3 Расчет теплового КПД

Тепловой КПД η_{th}, %, рассчитывают путем деления средней сгенерированной тепловой мощности на среднюю полную потребляемую мощность по формуле

$$\eta_{th} = (P_{HR} \cdot 100\ \%)/P_{in}. \quad (36)$$

9.2.6.4 Расчет общего КПД

Общий КПД η_{total}, %, рассчитывают по формуле

$$\eta_{total} = \eta_{el} + \eta_{th}. \quad (37)$$

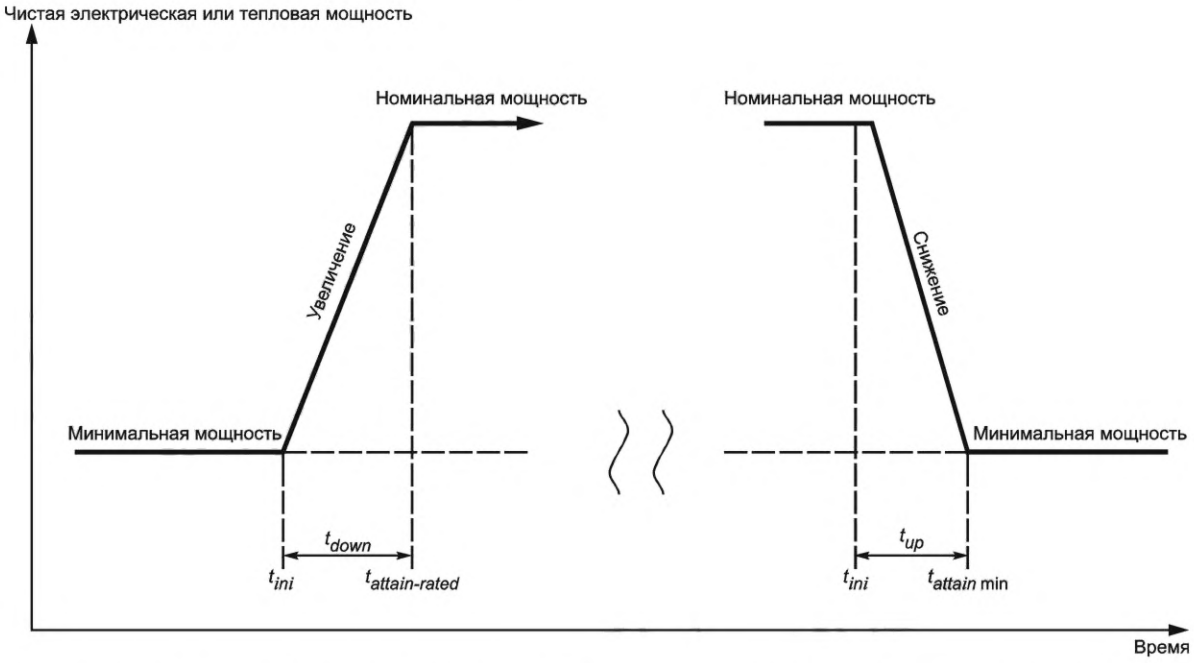
9.3 Испытание на изменение электрической и тепловой нагрузки

9.3.1 Основные положения

Это испытание предназначено для измерения времени отклика энергоустановки на основе топливных элементов, которое определяют как продолжительность между моментом начала изменения электрической или тепловой мощности и тем моментом, когда электрическая или тепловая мощность достигает установившегося значения в пределах заданного допуска.

Время реакции измеряют как для времени от минимальной мощности до номинальной мощности, так и от номинальной мощности до минимальной мощности. На рисунке 4 показана схема времени отклика и обозначения, используемые для расчета времени отклика.

Критерии, определяющие достижение номинальной или минимальной выходной мощности в пределах заданного допуска, описаны в 9.3.2. Методы испытаний для определения времени отклика на изменение электрической мощности приведены в 9.3.3; методы испытаний для определения времени отклика на изменение тепловой мощности — в 9.3.5.



t_{ini} — момент времени, в которое изменение электрической или тепловой мощности инициируется пользователем; $t_{attain\text{-}rated}$ — момент времени, когда энергоустановка на основе топливных элементов достигает номинальной электрической или тепловой мощности; $t_{attain\ min}$ — время, необходимое для достижения энергоустановкой на основе топливных элементов минимальной выработки электроэнергии или тепловой энергии в пределах 2 % от номинальной мощности; t_{up} — время увеличения мощности (период от t_{ini} до $t_{attain\ max}$); t_{down} — время уменьшение мощности (период от t_{ini} до $t_{attain\ min}$).

Рисунок 4 — Электрическая и тепловая скорость реакции

9.3.2 Критерии для определения достижения устойчивого заданного значения мощности

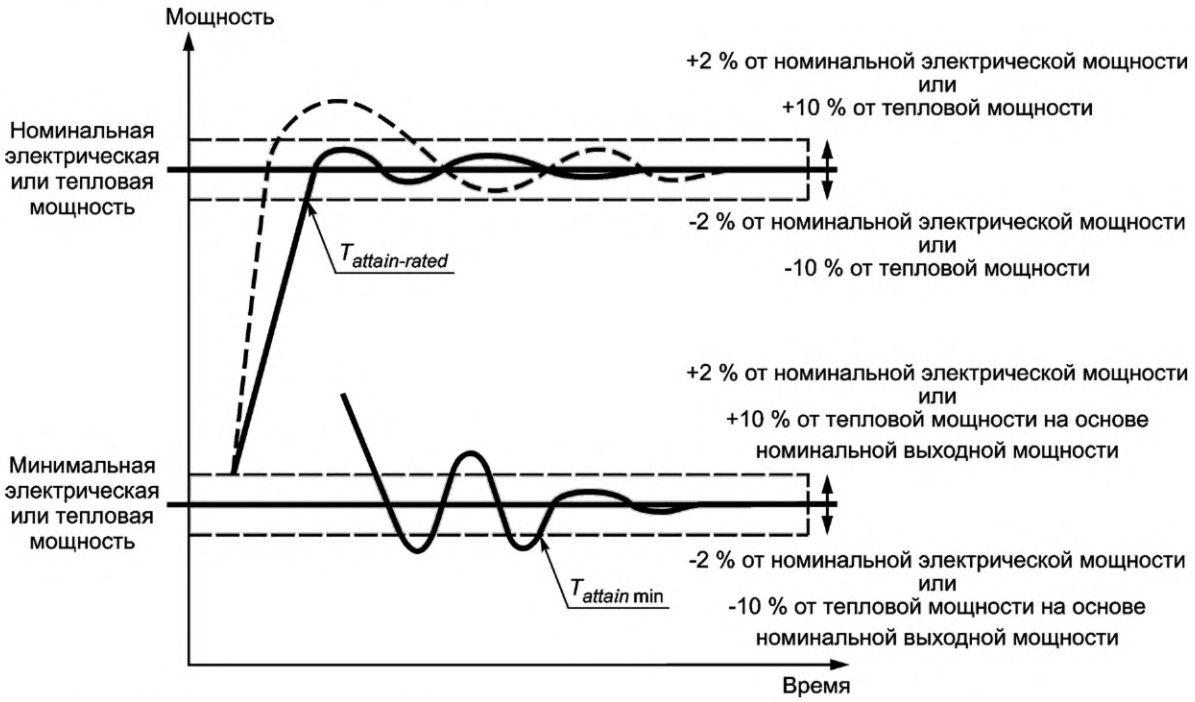
9.3.2.1 Выходная электрическая мощность

Время, за которое выходная электрическая мощность достигает заданного значения, — это время, за которое чистая вырабатываемая мощность стабилизируется в пределах 2 % от номинальной выходной мощности энергоустановки на основе топливных элементов.

Если энергоустановка на основе топливных элементов не может стабилизироваться в пределах 2 % от номинальной выходной мощности, то следует использовать значение более 2 % от номинальной выходной мощности с соответствующим уведомлением сторон.

Следовательно, время достижения номинальной мощности или минимальной электрической мощности относится к самому последнему (или первому) моменту времени, когда электрическая мощность достигла определенной зоны и принимает стабильное значение в пределах нормы. На рисунке 5 показаны точки $t_{attain\text{-}rated}$ и $t_{attain\ min}$, которые соответствуют аналогичным значениям на рисунке 4.

Обозначения такие же, как на рисунке 4.



Примечание — Волнообразные линии могут обозначать различные характеристики.

Рисунок 5 — Пример времени отклика электрической и тепловой мощностей для достижения необходимого значения

9.3.2.2 Выходная тепловая мощность

Моментом времени, когда тепловая мощность достигла стабильного значения, является тот момент, когда тепловая мощность стабилизировалась в пределах 10 % от номинальной тепловой мощности.

Примечание — Тепловая мощность колеблется сильнее, чем электрическая, так как система терморегулирования имеет большую мощность.

Точки $t_{attain\text{-}rated}$ и $t_{attain\ min}$ для тепловой мощности такие же, как и для электрической мощности, указанные на рисунке 5.

9.3.3 Испытание на измерение времени изменения выходной электрической мощности

9.3.3.1 Основные положения

В 9.3.3.1 рассмотрены энергоустановки на основе топливных элементов, которые предназначены для управления в основном выходной электрической мощностью или могут работать в этом режиме (см. приложение D).

Время реагирования на изменение электрической мощности, определенное в 3.1.19, должно быть измерено во время рабочих переходных процессов (см. 9.3.3.2).

Минимальная выходная электрическая мощность и номинальная электрическая мощность должны быть указаны изготовителем.

Методы испытаний для независимых от сети энергоустановок на основе топливных элементов и тех энергоустановок на основе топливных элементов, которые подключены к сети, одинаковые. Для энергоустановки на основе топливных элементов, подключенной к сети, выходные параметры энергоустановки на основе топливных элементов во время испытания (частота, напряжение и т. д.) должны находиться в пределах стандартного диапазона, указанного в нормативно-правовых актах этой локации.

Выходную мощность следует непрерывно измерять во время испытания в соответствии с 7.3.1.

9.3.3.2 Методы измерения

a) Испытание на увеличение выходной электрической мощности

Испытание на увеличение выходной электрической мощности должно быть проведено в следующей последовательности:

1) должно быть подтверждено, что энергоустановка на основе топливных элементов находится в устойчивом рабочем состоянии в режиме минимальной электрической мощности;

2) на контроллеры энергоустановки на основе топливных элементов подается сигнал на достижение номинальной электрической мощности;

3) выходная мощность должна быть увеличена в соответствии с этим сигналом;

4) время от начала изменения мощности t_{ini} до достижения номинальной электрической мощности $t_{attain\text{-}rated}$ измеряется в соответствии с 9.3.2.1.

b) Испытание на снижение выходной электрической мощности

Испытание на снижение выходной электрической мощности должно быть проведено в следующей последовательности:

1) должно быть подтверждено, что энергоустановка на основе топливных элементов находится в устойчивом рабочем состоянии в режиме номинальной электрической мощности;

2) на контроллеры энергоустановки на основе топливных элементов подается сигнал на снижение электрической мощности для достижения минимальной электрической мощности;

3) выходная мощность должна быть уменьшена в соответствии с этим сигналом управления;

4) время, необходимое для достижения минимальной электрической мощности, измеряют в зависимости от подключения энергоустановки на основе топливных элементов к внешней сети в соответствии с 9.3.2.1.

9.3.3.3 Расчет времени изменения

Время изменения электрической мощности до номинальной электрической мощности и от номинальной электрической мощности рассчитывают по следующим уравнениям:

$$t_{up} = t_{attain\text{-}rated} - t_{ini}; \quad (38)$$

$$t_{down} = t_{attain\ \min} - t_{ini}. \quad (39)$$

9.3.4 Время реагирования на достижение номинальной мощности в размере 90 % (необязательно)

Дополнительно может быть определено время достижения 90 %-ной номинальной электрической мощности. Данное измерение может быть полезным для оценки эффективности, если время достижения 100 %-ной номинальной электрической мощности, начиная с 90 %-ной номинальной электрической мощности, является бóльшим по сравнению со временем достижения 90 %-ной номинальной электрической мощности с минимальной электрической мощности.

9.3.5 Испытание на измерение времени изменения выходной тепловой мощности

9.3.5.1 Основные положения

В настоящем подпункте представлены те энергоустановки на основе топливных элементов, которые предназначены для управления в основном тепловой мощностью или могут работать в режиме генерации тепловой мощности.

Время реакции на тепловую мощность, определенное в 3.1.19, следует измерять во время рабочих переходных процессов тепловой мощности (см. 9.3.5.2). Минимальная тепловая мощность и номинальная тепловая мощность должны быть указаны изготовителем.

Выходную тепловую мощность следует измерять непрерывно во время испытания в соответствии с 7.3.3.

9.3.5.2 Методы измерения

a) Испытание на увеличение выходной электрической мощности

Испытание на повышение тепловой мощности должно быть проведено в следующей последовательности:

1) должно быть подтверждено, что энергоустановка на основе топливных элементов находится в устойчивом рабочем состоянии в режиме минимальной тепловой мощности;

2) на контроллеры энергоустановки на основе топливных элементов подается сигнал на достижение номинальной тепловой мощности;

3) выходная тепловая мощность должна быть увеличена в соответствии с этим сигналом;

4) время, необходимое для достижения номинальной тепловой мощности, измеряют в соответствии с критерием, приведенным в 9.3.2.2.

b) Испытание на снижение выходной электрической мощности

Испытание на снижение тепловой мощности должно быть проведено в следующей последовательности:

1) должно быть подтверждено, что энергоустановка на основе топливных элементов находится в устойчивом рабочем состоянии в режиме номинальной тепловой мощности;

2) на контроллеры энергоустановки на основе топливных элементов подается сигнал на снижение электрической мощности для достижения минимальной электрической мощности;

3) выходная тепловая мощность должна быть уменьшена в соответствии с этим сигналом управления;

4) время, необходимое для достижения минимальной тепловой мощности, измеряют в соответствии с критерием, приведенным в 9.3.2.2.

9.3.5.3 Расчет времени изменения

Время изменения тепловой мощности до номинальной тепловой мощности и от номинальной тепловой мощности рассчитывают по следующим уравнениям (см. также рисунки 4 и 5):

$$t_{up} = t_{attain\text{-}rated} - t_{ini}; \quad (40)$$

$$t_{down} = t_{attain\ \min} - t_{ini}. \quad (41)$$

9.4 Испытание характеристик на включение и выключение

9.4.1 Основные положения

Данные испытания предназначены для определения поведения энергоустановки на основе топливных элементов во время фаз включения и выключения путем измерения продолжительности этих фаз и энергии запуска, которая требуется на их запуск.

9.4.2 Испытание на включение

a) Перед началом испытания необходимо продержать энергоустановку на основе топливных элементов в холодном состоянии или в состоянии хранения в течение минимум 48 ч.

b) Начало испытания: необходимо измерить потребляемую энергию, выходную энергию и чистую электрическую мощность во время запуска. Следует выбрать интервал измерения в соответствии с *B.2* и *B.3 приложения B* и далее использовать такие же методы, как и для испытания на эффективность, приведенные в 9.2.

c) Далее следует произвести перевод энергоустановки на основе топливных элементов на номинальную электрическую мощность и зафиксировать время начала.

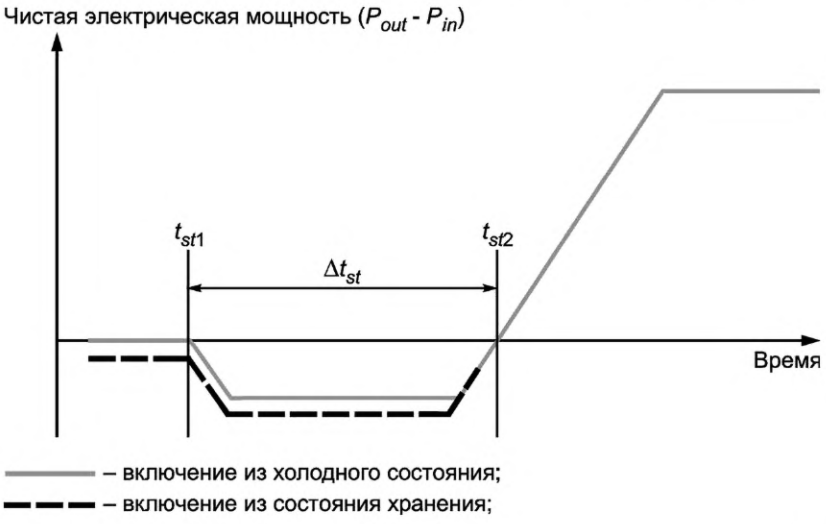
d) Последним действием является фиксация окончания процедуры включения.

Примечания

1 Началом включения считают момент нажатия кнопки включения или подачи соответствующего сигнала.

2 Завершение включения — это тот момент, когда баланс мощности становится положительным.

3 Пример изменения электрической мощности при запуске из различных состояний приведен на рисунке 6.



Δt_{st} — время запуска, с; t_{st1} — время (момент) начала включения, с; t_{st2} — время (момент) окончания включения, с

Рисунок 6 — Пример изменения электрической мощности при запуске из различных состояний

9.4.3 Испытание на выключение

a) Перед началом испытания энергоустановка на основе топливных элементов должна находиться в режиме номинальной электрической мощности более 30 мин.

b) Далее следует произвести процедуру выключения и зафиксировать время начала выключения.

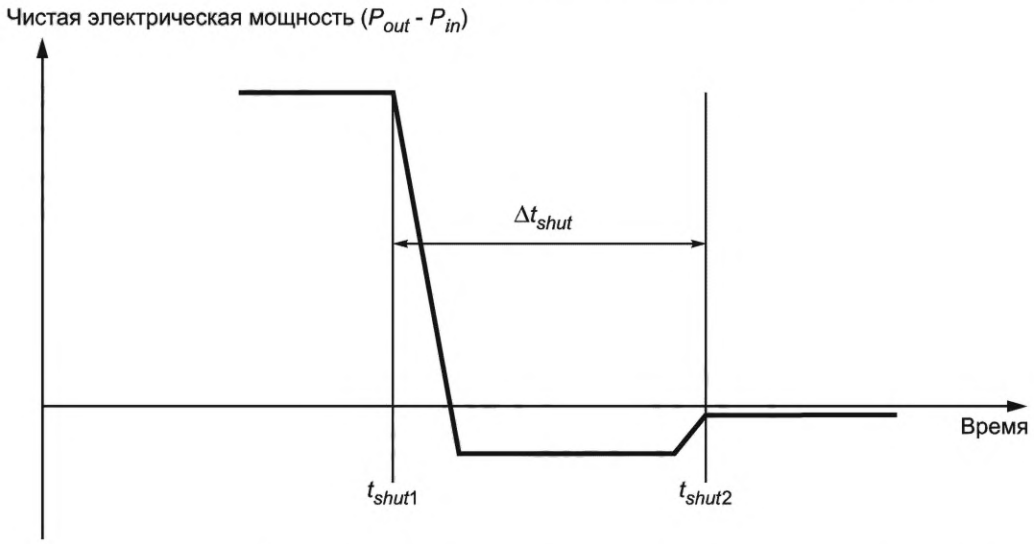
c) После завершения выключения следует зафиксировать время окончания выключения.

Примечания

1 Время начала выключения — это момент нажатия клавиши отключения или подачи соответствующего сигнала.

2 Время окончания выключения — это момент времени, при котором электрическая мощность энергоустановки на основе топливных элементов равна мощности энергоустановки на основе топливных элементов в состоянии хранения в пределах 150 % этого значения.

3 Пример изменения электрической мощности при выключении приведен на рисунке 7.



Δt_{shut} — время выключения, с; t_{shut1} — момент начала выключения, с; t_{shut2} — момент завершения выключения, с

Рисунок 7 — Пример изменения электрической мощности при выключении

9.4.4 Расчет времени запуска

Время включения Δt_{st}, с, рассчитывают по следующей формуле:

$$\Delta t_{st} = t_{st2} - t_{st1}, \quad (42)$$

где t_{st2} — время окончания включения, с;

t_{st1} — время начала включения, с.

9.4.5 Расчет времени выключения

Время выключения Δt_{shut}, с, рассчитывают по следующей формуле:

$$\Delta t_{shut} = t_{shut2} - t_{shut1}, \quad (43)$$

где t_{shut2} — время окончания выключения, с;

t_{shut1} — время начала выключения, с.

9.4.6 Расчет различных форм пусковой энергии

Потребляемая и генерируемая энергии во время пуска должны быть рассчитаны с использованием тех же методов, которые предусмотрены для испытания на эффективность и приведены в 9.2. Различные формы (электрическая, топливная, тепловая, энергия окислителя и работа вала) энергии при запуске должны быть рассчитаны для соответствующей применяемой формы пусковой энергии.

a) Расчет электрической пусковой энергии

Электрическую мощность следует измерять во время испытания пусковых характеристик. Выходную среднюю полезную электрическую мощность во время пуска рассчитывают в соответствии с перечислением *b)* 9.2.4.1.

Электроэнергию, необходимую для запуска, E_{elst}, кДж, рассчитывают по следующей формуле:

$$E_{elst} = P_n \cdot \Delta t_{st}, \quad (44)$$

где P_n — средняя полезная электрическая мощность, кВт.

b) Расчет пусковой энергии топлива

Потребление топлива следует измерять во время испытания пусковых характеристик. Среднюю потребляемую мощность топлива при запуске рассчитывают в соответствии с перечислением *b)* 9.2.3.1.

Пусковую энергию топлива E_{fst}, кДж, рассчитывают по следующей формуле:

$$E_{fst} = P_{fin} \cdot \Delta t_{st}, \quad (45)$$

где P_{fin} — средняя полезная электрическая мощность, кВт.

c) Расчет тепловой пусковой энергии

В ходе испытания пусковых характеристик измеряют потребление внешней тепловой энергии и размер сгенерированной тепловой энергии. Потребление внешней тепловой энергии при запуске рассчитывают в соответствии с перечислением *a)* 9.2.3.2; среднюю сгенерированную тепловую энергию при запуске — согласно 9.2.4.2.

Тепловую энергию при запуске Q_{thst}, кДж, рассчитывают по следующему уравнению:

$$Q_{thst} = Q_{thin} - Q_{HR}, \quad (46)$$

где Q_{thin} — внешняя тепловая энергия, поступающая в энергоустановку на основе топливных элементов за время испытаний, кДж;

Q_{HR} — сгенерированная за время испытания тепловая энергия, кДж.

d) Расчет пусковой энергии окислителя (воздуха)

Потребление окислителя (воздуха) должно быть измерено во время испытания характеристик запуска. Среднюю мощность окислителя (воздуха) при запуске рассчитывают в соответствии с перечислением *b)* 9.2.3.3.

Пусковую энергию окислителя (воздуха) E_{ast}, кДж, при запуске рассчитывают по следующей формуле:

$$E_{ast} = P_{ain} \cdot \Delta t_{st}, \quad (47)$$

где P_{ain} — среднее потребление окислителя, кДж/ч.

e) Расчет пусковой механической энергии

Рабочая энергия вала должна быть измерена во время испытания пусковых характеристик. Рабочая энергия вала при включении должна быть рассчитана в соответствии с перечислением *a)* 9.2.3.5.

Энергия работы вала в момент пуска равна энергии работы вала во время пуска.

9.4.7 Расчет общей пусковой энергии

Общая пусковая энергия является суммой различных форм энергии пуска, которая обязательно должна быть рассчитана и представлена в отчете.

Полную энергию пуска E_{st}, кДж, рассчитывают по следующему уравнению:

$$E_{st} = E_{elst} + E_{fst} + Q_{thst} + E_{ast} + W_{sst}, \quad (48)$$

где E_{elst} — электрическая начальная энергия, кДж;

E_{fst} — начальная энергия топлива, кДж;

Q_{thst} — тепловая начальная энергия, кДж;

E_{ast} — начальная энергия окислителя, кДж;

W_{sst} — механическая энергия для начала работы, кДж.

9.5 Испытания продувочного газа

9.5.1 Основные положения

Если продувочный газ подают из внешних источников, то расход продувочного газа должен быть измерен в соответствии с 7.3.4.

Расход продувочного газа должен быть измерен отдельно в следующих состояниях энергоустановки на основе топливных элементов:

- холодное состояние или состояние хранения;
- включения;
- нормальное выключение;
- аварийное выключение.

9.5.2 Метод измерения

a) Измерение в холодном состоянии или в состоянии хранения

Следует измерить количество продувочного газа, который использован после завершения процесса нормального или аварийного выключения при достижении указанных выше состояний.

b) Измерение во время запуска

Следует измерить количество продувочного газа, который использован с момента начала процесса включения до момента завершения включения.

c) Измерение во время нормального выключения

Следует измерить количество продувочного газа, который использован с момента начала процесса нормального выключения до момента завершения выключения.

d) Измерение во время аварийного выключения

Следует измерить количество продувочного газа, который использован с момента начала процесса аварийного выключения до момента завершения аварийного выключения.

9.6 Измерение потребления воды (необязательно)

9.6.1 Основные положения

Расход воды может быть измерен в условиях номинальной электрической мощности по согласованию тех сторон, которые проводят испытания.

Испытание также может быть проведено в условиях неполной и/или минимальной выходной мощности по согласованию сторон, которые организуют испытания.

9.6.2 Метод измерения

a) Если в энергоустановку на основе топливных элементов включен резервуар для воды, то следует перенести его за пределы энергоустановки на основе топливных элементов.

b) Следует измерить расход воды на собственные нужды или общее количество потребленной воды в течение всего времени работы при номинальной мощности в соответствии с 7.3.6. Кроме того, общее количество потребленной воды может быть получено путем интегрирования расхода воды по продолжительности испытания.

c) Среднюю скорость потребления воды рассчитывают путем деления расхода на продолжительность испытания.

9.7 Измерение отработавших газов

9.7.1 Основные положения

Данное измерение предназначено для измерения температуры и концентрации каждого компонента выхлопного газа энергоустановки на основе топливных элементов. При его проведении рассчитывают массовую концентрацию каждого компонента и скорость выброса вредных для здоровья человека компонентов на каждой фазе работы от включения до выхода на режим номинальной мощности электроэнергии и выключения. Для расчета следует измерять диоксид углерода CO_2 и кислород O_2.

Вредные компоненты и измеряемые величины должны быть следующими:

- монооксид углерода CO;
- оксид азота NO_x;
- диоксид серы SO_2;
- общий углеводород THC.

В зависимости от вида топлива для тех компонентов, которые не содержатся в выхлопе, измерение может быть опущено (например, THC для чистого водорода).

Испытание может быть проведено при частичной и/или минимальной нагрузке, что должно быть согласовано сторонами, которые организуют испытания.

9.7.2 Метод измерения

a) Следует запустить энергоустановку на основе топливных элементов из холодного состояния или состояния хранения, увеличить мощность до номинальной и ожидать не менее 30 мин после достижения номинальной мощности.

b) Следует продолжать эксплуатировать энергоустановку на основе топливных элементов при номинальной мощности еще 1 ч или более, затем энергоустановку на основе топливных элементов необходимо выключить.

c) Следует измерить концентрацию каждого компонента в отработавших газах [в объемных % или мл/м^3 (ppm)] в соответствии с 7.3.7. Одновременно необходимо проводить измерения расхода топли-

ва (в объемном или массовом расходе), давления топлива и температуры согласно 7.3.2.2 с момента включения до момента выключения. Интервал времени сбора данных должен составлять 1 мин или менее. Допускается использовать интервалы времени, согласованные сторонами, проводящими испытание.

9.7.3 Обработка данных о концентрации выбросов

На основании собранных данных о концентрации в течение всего испытания (от включения до выключения) должны быть определены и представлены следующие данные:

- максимальная концентрация каждого компонента во время включения;
- максимальная концентрация каждого компонента во время выключения.

Концентрация должна быть скорректирована с учетом *ГОСТ IEC 62282-3-201*.

9.7.4 Расчет средних массовых расходов

Средние массовые расходы каждого компонента во время работы в режиме номинальной мощности должны быть рассчитаны с использованием данных о концентрации выбросов и данных о расходе топлива. Методы расчета приведены в *ГОСТ IEC 62282-3-201*.

9.7.5 Расчет массовых концентраций

Массовая концентрация каждого компонента во время работы в режиме номинальной мощности должна быть рассчитана с использованием данных о концентрации выбросов. Методы расчета приведены в *ГОСТ IEC 62282-3-201*.

9.8 Измерение уровня шума

9.8.1 Основные положения

Шум, производимый энергоустановкой на основе топливных элементов, должен быть измерен в течение всего рабочего цикла (от включения до выключения) по данным таблицы 3 с целью получения максимального значения.

Следующие параметры должны быть определены до начала испытания:

- расстояние измерительного прибора от корпуса энергоустановки на основе топливных элементов;
- количество точек измерения;
- влияние фонового шума.

Уровень шума измеряют в точках и на расстояниях, согласованных сторонами испытания.

Поправки на фоновый шум должны быть сделаны в соответствии с *ГОСТ Р ИСО 3744.* Уровень фонового шума должен быть средним значением показаний измерителя уровня шума.

Если вблизи микрофонов или источника звука находится большое отражающее тело, то могут возникать ошибки измерения, поскольку звуки, отраженные от отражающего тела, добавляются к звуку от источника. Перед проведением измерений следует убрать, насколько это возможно, любые предметы, которые могут отражать звуки. Если это невозможно в условиях измерения, то данный факт следует указать в протоколе испытаний.

9.8.2 Метод измерения

a) Следует измерить уровень фонового шума, когда измеряемая энергоустановка на основе топливных элементов находится в холодном состоянии.

b) Необходимо произвести запуск энергоустановки на основе топливных элементов из холодного состояния или состояния хранения.

c) Следует увеличить мощность до номинальной и ожидать не менее 30 мин после достижения номинальной мощности, далее продолжить эксплуатацию энергоустановки на основе топливных элементов в режиме номинальной мощности еще 1 ч или более.

d) Если производителем предусмотрен режим минимальной электрической мощности, а пользователю необходимо провести измерение, то следует перевести энергоустановку на основе топливных элементов в режим минимальной электрической мощности и ожидать не менее 30 мин после достижения такого режима. Далее необходимо продолжить эксплуатировать энергоустановку на основе топливных элементов при номинальной мощности еще 1 ч или более.

e) Выключают энергоустановку на основе топливных элементов.

f) Измеряют уровень шума с момента включения до выключения. Частота измерений должна быть с интервалом 1 с. Показания должны быть округлены до ближайшего целого числа (например, 45,7 округляется до 46).

g) Проводят измерение фоновых уровней шума после завершения выключения и убеждаются в том, что полученные значения не отличаются друг от друга.

9.8.3 Обработка данных

a) Влияние фонового шума должно быть учтено.

b) В качестве репрезентативных значений уровня шума должны быть представлены следующие данные:

1) максимальный уровень шума на всех этапах эксплуатации и тот этап эксплуатации, на котором получено максимальное значение;

2) среднее значение уровней шума за 1 ч в режиме номинальной мощности.

9.9 Измерение уровня вибрации

Вибрация, производимая энергоустановкой на основе топливных элементов, должна быть измерена в течение всего рабочего цикла (от включения до выключения) для получения максимального значения в соответствии с 7.3.10 с целью определения максимального уровня вибрации.

Испытание может быть проведено при частичной и/или минимальной нагрузках по согласованию со сторонами, которые организуют испытания.

Фоновый уровень вибрации должен быть измерен, когда энергоустановка на основе топливных элементов находится в выключенном состоянии.

Уровень вибрации следует контролировать во время пускового переходного процесса, который начинается при выходе из холодного состояния, измерять при увеличении мощности до номинальной.

Уровень вибрации измеряют при номинальной нагрузке в установившемся режиме.

Вибрацию также следует контролировать во время переходного процесса выключения, начиная с режима номинальной мощности.

Измерение уровня вибрации также проводят во время переходного процесса выключения, пока энергоустановка на основе топливных элементов не достигнет состояния хранения или холодного состояния.

Максимальный рабочий уровень вибрации должен быть измерен и представлен в отчете.

Фоновый уровень вибрации при неработающей энергоустановке на основе топливных элементов также должен быть измерен и внесен в отчет.

Фоновый уровень вибрации должен быть средним значением показаний измерителя фонового уровня вибрации.

Поправки на фоновый уровень вибрации должны быть сделаны для максимального уровня вибрации в соответствии со следующей процедурой:

a) рассчитывают разницу между зарегистрированным максимальным уровнем вибрации и фоновым уровнем вибрации в децибелах;

b) рассчитывают поправку к зарегистрированному максимальному уровню вибрации с помощью данных, приведенных в таблице 5.

Если разница составляет более 9 дБ (максимальный уровень вибрации превышает фоновый более чем на 9 дБ), коррекция не требуется.

Если разница составляет менее 3 дБ, то фон слишком высок для надежных измерений и должен быть уменьшен.

Для энергоустановок на основе топливных элементов с предельно низкой вибрацией максимальный уровень вибрации может быть ниже 10 дБ. Для таких энергоустановок на основе топливных элементов при полученной максимальной вибрации менее 10 дБ коррекция на фон не требуется.

Таблица 5 — Поправочный коэффициент на вибрацию

Разница в значениях, дБ	3	4	5	6	7	8	9
Значение коррекции, дБ	–3	–2	–2	–1	–1	–1	–1

Примечания

1 Разница в 10 дБ и более указывает на отсутствие значительного влияния фоновой вибрации, т. е. коррекция не требуется.

2 Разница менее чем 3 дБ означает, что фоновая вибрация слишком велика для надежного измерения.

9.10 Измерение качества отработавшей воды

9.10.1 Основные положения

Это измерение предназначено для определения качества отработавшей воды из энергоустановок на основе топливных элементов на всех этапах работы.

Измерения отработавшей воды следует проводить в соответствии с 7.3.8, включая определение следующих показателей:

a) объем отработавшей воды;

b) температура отработавшей воды;

c) pH (концентрация водородных ионов);

d) БПК или, при необходимости ХПК;

e) уровень выбросов других веществ, которые определены внутренним законодательством и могут выбрасываться из энергоустановки на основе топливных элементов испытуемого типа.

Измеряемая отработавшая вода не включает в себя нагретую воду, отбираемую в качестве носителя тепловой мощности.

Испытание может быть проведено при частичной и/или минимальной электрической мощностях по согласованию сторон, которые выполняют испытания.

9.10.2 Метод измерения

a) После установки устройства для сбора сбросной воды следует запустить энергоустановку на основе топливных элементов.

b) Далее следует собирать всю отработавшую воду от момента включения до момента выключения в одной емкости.

c) Необходимо измерить параметры, описанные в перечислениях a)—e) 9.10.1.

Примечание — Рекомендуется руководствоваться *[11]* для измерения pH, *[13]* для измерения БПК и *[12]* для измерения ХПК.

10 Отчет по результатам испытаний

10.1 Основные положения

В отчетах должна точно, четко и объективно представлена необходимая информация, чтобы продемонстрировать достижение всех поставленных целей испытаний, а также вся информация, полученная в результате выполнения требований раздела 7.

При этом требуется три типа отчетов: краткий, подробный и полный. Каждый тип отчета должен содержать одинаковый титульный лист и содержание. Краткий отчет должен быть доступен всем заинтересованным сторонам, которые принимали участие в испытаниях энергоустановки на основе топливных элементов в соответствии с настоящим стандартом.

10.2 Титульный лист

На титульном листе должна быть представлена следующая информация:

a) идентификационный номер отчета (необязательно);

b) тип отчета (краткий, подробный или полный);

c) авторы отчета и их должность (или квалификация);

d) организация, которая проводила испытание;

e) дата составления отчета;

f) место проведения испытания;

g) наименование испытания;

h) дата и время проведения испытания;

i) вид энергоустановки на основе топливных элементов и наименование производителя.

10.3 Содержание

Для каждого типа отчета должно быть представлено содержание.

10.4 Краткий отчет

Краткий отчет должен содержать в себе следующую информацию:

a) цель испытания;

b) описание испытания, оборудования и измерительных приборов;

c) порядок и дата проведения испытаний, все результаты испытаний;

d) уровень погрешности, установленный для каждого результата испытания;

e) уровень доверия к каждому результату испытания;

f) выводы по результатам испытаний в случае их необходимости.

10.5 Подробный отчет

Подробный отчет должен содержать следующую информацию в дополнение к той информации, которая приведена в кратком отчете:

a) тип, технические характеристики, рабочая конфигурация энергоустановки на основе топливных элементов и схема технологического процесса, демонстрирующая границы энергоустановки на основе топливных элементов;

b) описание компоновки, расположения и условий эксплуатации оборудования и приборов;

c) результаты калибровки приборов;

d) ссылки на методы расчета;

e) табличное и графическое представление результатов;

f) обсуждение испытания и его результатов (т. е. комментарии и замечания).

10.6 Полный отчет

Полный отчет должен содержать следующую информацию в дополнение к информации, которая приведена в подробном отчете:

a) копии оригинальных листов данных;

b) оригиналы листов данных должны включать сведения в дополнение к данным измерений:

1) дата и время проведения испытания,

2) номер модели и точность измерения приборов, использованных для испытания,

3) условия окружающей среды,

4) имя и квалификация лица (лиц), проводившего(их) испытание,

5) полный и подробный анализ неопределенности,

6) результаты анализа топлива.

Приложение *А*
(рекомендуемое)

Расчет теплотворной способности топлива

В таблице *А.1* приведены значения теплотворных способностей для различных компонентов.

Таблица *А.1* — Значения теплотворных способностей различных компонентов

	Компонент	Низшая теплотворная способность моли компонента, кДж/моль	Высшая теплотворная способность моли компонента, кДж/моль	Низшая теплотворная способность единицы массы, МДж/кг	Высшая теплотворная способность единицы массы, МДж/кг
1	Метан	802,69	891,56	50,035	55,574
2	Этан	1 428,84	1 562,14	47,52	51,95
3	Пропан	2 043,37	2 221,1	46,34	50,37
4	*h*-Бутан	2 657,6	2 879,76	45,72	49,55
5	2-Метилпропал	2 648,42	2 870,58	45,57	49,39
6	*h*-Пентан	3 272,00	3 538,6	45,35	49,04
7	2-Метилбутан	3 265,08	3 531,68	45,25	48,95
8	2,2-Демитил пропан	3 250,83	3 517,43	45,06	48,75
9	*h*-Гексан	3 887,21	4 198,24	45,11	48,72
10	2-Метилпентан	3 879,59	4 190,62	45,02	48,43
11	3-Метилпентан	3 882,19	4 193,22	45,05	48,66
12	2,2-Демитилбутан	3 869,8	4 180,83	44,91	48,51
13	2,3-Демитилбутан	3 877,57	4 188,6	45,00	48,6
14	*h*-Гептан	4 501,72	4 857,18	44,93	48,47
15	*h*-Октан	5 116,11	5 516,01	44,79	48,29
16	*h*-Нонан	5 731,49	6 175,82	44,69	48,15
17	*h*-Декан	6 346,14	6 834,9	44,6	48,04
18	Этилен	1 323,24	1 412,11	47,17	50,34
19	Пропилен	1 926,13	2 059,43	45,77	48,94
20	1-Бутен	2 540,97	2 718,7	45,29	48,46
21	Цис-бутен-2	2 534,2	2 711,9	45,17	48,33
22	Транс-бутен-2	2 530,5	2 708,3	45,1	48,27
23	2-Метилпропен	2 524,3	2 702,00	44,99	48,16
24	1-Пентен	3 155,59	3 377,75	44,99	48,16
25	Пропадиен	1 855,09	1 943,96	46,3	48,52

Окончание таблицы А.1

	Компонент	Низшая теплотворная способность моли компонента, кДж/моль	Высшая теплотворная способность моли компонента, кДж/моль	Низшая теплотворная способность единицы массы, МДж/кг	Высшая теплотворная способность единицы массы, МДж/кг
26	1,2-Бутадиен	2 461,82	2 595,12	45,51	47,98
27	1,3-Бутадиен	2 408,8	2 542,1	44,53	47,00
28	Ацетилен	1 256,94	1 301,37	48,27	49,98
29	Циклопентан	3 100,03	3 322,19	44,2	47,37
30	Метилциклопентан	3 705,86	3 912,46	44,03	47,2
31	Этилциклопентан	4 320,92	4 631,95	44,01	47,17
32	Циклогексан	3 689,42	3 956,02	43,84	47,01
33	Метилциклогексан	4 293,06	4 604,09	43,72	46,89
34	Этилциклогексан	4 911,49	5 266,95	43,77	46,94
35	Бензол	3 169,56	3 302,86	40,58	42,28
36	Толуол	3 772,08	3 949,81	40,94	42,87
37	Этилбензол	4 387,37	4 609,53	41,33	43,42
38	*о*-Ксилол	4 376,48	4 598,64	41,22	43,31
39	Метанол	676,22	765,09	21,1	23,88
40	Метантиол	1 151,41	1 240,28	23,93	25,78
41	Водород	241,72	286,15	119,91	141,95
42	Вода	0	44,433	0	2,47
43	Сероводород	517,95	562,38	15,2	16,5
44	Аммиак	316,86	383,51	18,61	22,52
45	Синильная кислота	649,5	671,7	24,03	24,85
46	Монооксид углерода	282,91	282,91	10,1	10,1
47	Карбонилсульфид	548,15	548,15	9,12	9,12
48	Сероуглерод	1 104,32	1 104,32	14,5	14,5

Примечание — Эти значения приведены в *таблицах 3, 4 ГОСТ 31369—2008.*

Таблица *A.2* — Расчетный лист 1

Температура топлива T_f 293,15 K (1) Давление топлива p_f 103,325 кПа (2)										
Компонент	Состав топлива, моль % (3)	Теплотворная способность газового компонента, кДж/моль (4)[a]	Тепловая способность топливного компонента H_{f0}, кДж/моль (3) · (4) · 10^{-2}	Константа A газового компонента[b]	Константа B газового компонента	Константа C газового компонента	Молярная энтальпия каждого компонента топлива при стандартной температуре, кДж/моль (6)[c]	Молярная энтальпия топлива при стандартной температуре H_{mf0}, кДж/моль (3) · (6) · 10^{-2}	Молярная энтальпия каждого компонента топлива при температуре T_f, кДж/моль (8)[d]	Молярная энтальпия топлива при температуре T_f, H_{mf}, кДж/моль (3) · (8) · 10^{-2}
Азот	0,00	0,00	0,00	27,016	5,812	–0,289	8,023 6	0,00	8,16	0,00
Кислород	0,00	0,00	0,00	25,594	13,251	–4,205	7,891 5	0,00	8,03	0,00
Монооксид углерода	0,00	282,91	0,00	26,537	7,6831	–1,1719	7,956 1	0,00	8,10	0,00
Метан	88,00	802,69	706,37	14,146	75,496	–17,991	7,066 9	6,22	7,23	6,37
Этан	5,80	1 428,84	82,87	9,401	159,833	–46,229	8,975 7	0,52	9,23	0,54
Пропан	4,50	2 043,37	91,95	10,083	239,304	–73,358	12,255 1	0,55	12,61	0,57
Бутан	1,70	2 657,60	45,18	18,631	302,378	–92,943	17,180 6	0,29	17,66	0,30
Водород	0,00	241,72	0,00	29,062	–0,820	1,990 3	8,356 0	0,00	8,50	0,00
Вода	0,00	0,00	0,00	30,204	9,933	1,117	9,124 6	0,00	9,29	0,00
Итог			(5) 926,37					(7) 7,58		(9) 7,77

[a] См. *[19]*.

[b] См. *ГОСТ 31369*.

[c] $(A \cdot 288{,}15 + B/2/10^3 \cdot 288{,}15^2 + C/3/10^6 \cdot 288{,}15^3) \cdot 10^{-3}$.

[d] $(A \cdot (1) + B/2/10^3 \cdot (1)^2 + C/3/10^6 \cdot (1)^3) \cdot 10^{-3}$.

Теплотворная способность H_{f0} = 926,37 кДж/моль (см. *[5]*).

Молярная энтальпия топлива при температуре T_f H_{mf} = 7,77 кДж/моль (см. *[9]*).

Молярная энтальпия топлива при стандартной температуре H_{mf0} = 7,58 кДж/моль (см. *[7]*).

Энергия давления топлива $E_{mpf} = 8{,}314 \cdot 10^{-3} \cdot 288{,}15 \cdot \ln((2)/101{,}325)$ 0,05 кДж/моль (10).

Потребляемая энергия топлива на моль (E_{mf}) = $H_{f0} + H_{mf} - H_{mf0} + E_{mpf}$ = (5) + (9) – (7) + (10) = 926,61 кДж/моль.

Таблица А.3 — Рабочий лист расхода воздуха

Температура топлива T_f 293,15 K (1) Давление топлива p_f 103,325 кПа (2)					
Компонент	Константа A для воздуха[a)]	Константа B для воздуха	Константа C для воздуха	Молярная энтальпия воздуха при стандартной температуре, H_{ma0}, кДж/моль (3)[b)]	Молярная энтальпия воздуха при температуре T_a H_{ma}, кДж/моль (4)[c)]
Воздух	27,434	6,180	–0,898	8,1545	8,5002

a) См. *[19]*.

b) $(A \cdot 288{,}15 + B/2/10^3 \cdot 288{,}15^2 + C/3/10^6 \cdot 288{,}15^3) \cdot 10^{-3}$.

c) $(A \cdot (1) + B/2/10^3 \cdot (1)^2 + C/3/10^6 \cdot (1)^3) \cdot 10^{-3}$.

Молярная энтальпия окислителя (воздуха) при средней температуре T_a H_{ma} = 8,50 кДж/моль [см. *(4)*].

Молярная энтальпия окислителя (воздуха) при исходной температуре T_0 H_{ma0} = 8,15 кДж/моль [см. *(3)*].

Энергия окислителя (воздуха) $E_{mpa} = 8{,}314 \cdot 10^{-3} \cdot (1) \cdot \ln((2)/101{,}325)$ 0,05 кДж/моль [см. *(5)*].

Потребление энергии окислителя на моль $E_{ma} = H_{ma} - H_{ma0} + E_{mpa}$ = (4) – (3) + (5) = 0,4 кДж/моль.

Приложение *В*
(обязательное)

Анализ неопределенности

В.1 Основные положения

При представлении результатов измерения физической величины обязательно должен быть некоторый количественный показатель качества результата, чтобы те, кто его использует, могли оценить надежность этого показателя. Поэтому анализ неопределенности является обязательным при испытании производительности энергоустановки на основе топливных элементов. Неопределенность может быть проанализирована до испытания и/или после испытания.

Рекомендуется проводить анализ неопределенности перед испытанием, что позволяет предпринять корректирующие действия до выполнения испытания, уменьшающие неопределенность до указанного уровня, соответствующего общей цели испытания, или стоимость испытания при сохранении неопределенности испытания.

Анализ неопределенности после испытаний является обязательным, в ходе которого следует использовать эмпирические данные для определения неопределенности характеристик испытуемой энергоустановки на основе топливных элементов. Неопределенность должна быть обозначена значением характеристик (т. е. электрический КПД, тепловой КПД и т. д.).

Настоящее приложение служит руководством для расчетов показателей неопределенности до и после проведения испытаний. При использовании настоящего стандарта необходимо ознакомиться и следовать положениям *ГОСТ 34100.3* для определения неопределенности измерений (GUM) с целью выполнения корректного анализа неопределенности.

В.2 Подготовка

Неопределенность характеристик энергоустановки на основе топливных элементов (т. е. электрический КПД и т. д.) может быть вычислена по неопределенностям различных параметров и характеристик энергоустановки на основе топливных элементов.

Каждое измерение параметров представляет собой сумму полученного значения и общей погрешности измерения, состоящей из систематической и случайной ошибок.

Комбинированная стандартная неопределенность параметра представляет собой комбинацию неопределенности из-за систематической и случайной ошибок.

Для того чтобы минимизировать неопределенность характеристик, необходимо минимизировать систематическую неопределенность и случайную неопределенность параметров.

Для того чтобы минимизировать систематическую неопределенность, рекомендуется использовать приборы более высокой точности, поскольку точность прибора рассматривают как систематическую неопределенность в настоящем стандарте. Необходим тщательный выбор контрольно-измерительных приборов.

Для минимизации случайной неопределенности должны быть изучены процедуры испытаний, условия испытаний и методы сбора данных. Случайная неопределенность оценивается вдвое больше стандартного отклонения (2SD для 95 %-ного доверительного интервала). Перед проведением эксплуатационных испытаний необходимо тщательное планирование испытаний.

Измерения параметров должны проходить как можно ближе к одному моменту времени, т. е. следует стремиться к одновременности проведения испытаний. Регистрация данных с использованием автоматизированного оборудования поможет обеспечить одновременное получение результатов. При проведении эксплуатационных испытаний условия испытаний должны быть неизменными.

В.3 Основные допущения для проведения анализа

В настоящем приложении представлено руководство, основанное на *ГОСТ 34100.3*. Данное руководство упрощено для использования в энергоустановках на основе топливных элементов с учетом допущений, соответствующих их конструкции, а также накопленному эксплуатационному опыту.

Основные допущения включают следующее:

a) все систематические источники неопределенности предполагаются нормально распределенными и оцениваются как 2σ для доверительного интервала в размере 95 %. В настоящем стандарте систематическую неопределенность B определяют как погрешность калибровки или точность прибора;

b) для всех параметров проводят не менее 30 независимых измерений. Если для одного или нескольких параметров выполнено менее 30 независимых измерений, требуются дополнительные расчеты. В этом случае следует использовать GUM;

c) все случайные источники неопределенности предполагаются нормально распределенными и оцениваются как $2S_{\bar{x}}$ измерения, что представляет собой 95 %-ный доверительный интервал охвата.

Комбинированную стандартную неопределенность U_{95} получают путем объединения систематической неопределенности B и случайной неопределенности измерения $2S_{\bar{x}}$ с помощью следующего уравнения:

$$U_{95} = [B^2 + (2S_{\bar{x}})^2]^{1/2}, \quad (B.1)$$

что эквивалентно:

$$U_{95} = 2[(B/2)^2 + (S_{\bar{x}})^2]^{1/2}. \quad (B.2)$$

B.4 Общий подход

Ниже приведена пошаговая процедура расчета:

a) определение процесса измерения:

1) рассмотрение цели испытания и продолжительность испытания.

При необходимости проводят предварительное испытание для определения продолжительности испытания,

2) перечисление всех независимых параметров измерения и их номинальных значений,

3) перечисление всех калибровок и настроек приборов, которые будут влиять на результат измерения. Следует обязательно проверить наличие неопределенностей в компонентах измерительной системы, которые влияют на два или более измерений одновременно (коррелированные неопределенности),

4) определение функциональной взаимосвязи между независимыми параметрами измерения и результатом испытания (т. е. определить уравнения взаимосвязи между измеряемыми параметрами и искомыми показателями согласно настоящему стандарту);

b) перечисление первичных источников неопределенности: следует составить полный и исчерпывающий список всех возможных источников неопределенности испытания для всех параметров;

c) расчет или назначение абсолютной систематической и случайной неопределенностей для каждого параметра:

1) абсолютную систематическую неопределенность B_i рассчитывают путем умножения точности калибровки на номинальное значение каждого параметра,

2) абсолютная случайная неопределенность $2S_{xi}$ в два раза больше стандартного отклонения параметра;

d) перенос полученных значений систематической и случайной неопределенностей на каждый параметр:

1) систематическую и случайную неопределенности независимых параметров используют отдельно вплоть до получения конечного результата с помощью нижеприведенных уравнений,

2) это требует вычисления коэффициентов чувствительности Θ_i путем дифференцирования или компьютерного моделирования с помощью функциональной зависимости, определенной в перечислении d) 1)

$$B_R = \left[\sum(\theta_i B_{\bar{P}i})^2\right]^{1/2}; \quad (B.3)$$

$$2S_R = \left[\sum(\theta_i 2S_{\bar{P}i})^2\right]^{1/2}, \quad (B.4)$$

где B_R — компонент систематической неопределенности результата;

$2S_R$ — компонент случайной неопределенности результата;

e) расчет комбинированной стандартной неопределенности.

Расчет неопределенности проводят в соответствии со следующим уравнением, объединяя систематическую и случайную неопределенности для получения комбинированной стандартной неопределенности:

$$U_{95} = [B_R^2 + (2S_R)^2]^{1/2}; \quad (B.5)$$

f) подготовка отчета согласно разделу 10.

Приложение С
(обязательное)

Стандартный газ

С.1 Основные положения

Приведенные ниже таблицы эталонных газов предназначены для того, чтобы потребитель мог сравнить измеренные им характеристики, полученные на природном газе, с характеристиками, заявленными производителем, полученными на природном газе. Когда производитель и все большее число клиентов испытывают одно и то же оборудование на разных природных газах (и публикуют результаты своих испытаний), постепенно может быть создана база данных поправочных коэффициентов для различия между характеристиками природных газов. В конце концов, новый клиент должен иметь возможность найти поправочный коэффициент, чтобы скорректировать рекламируемые характеристики в соответствии со своим конкретным составом газа, обратившись к ближайшему по характеристикам эталонному газу.

С.2 Стандартные составы природного газа и пропана

Набор из 25 эталонных газов для природного газа приведен в таблице С.1, а набор из 19 эталонных газов для пропана — в таблице С.2. При использовании испытуемого газа во время измерений в отчете должен быть указан эталонный газ, наиболее близкий к испытательному газу. Системы распределения природного газа и пропана обычно включают различные соединения серы в качестве одорантов.

Основными сернистыми соединениями являются следующие: тетрагидротиофен, сероводород (H_2S), диэтилсульфид (DES), метилэтилсульфид (MES), диметилсульфид (DMS), метилмеркаптан (MM), изо-пропилмеркаптан (IPM), третио-бутилмеркаптан (TBM), изо-бутилмеркаптан (IBM), 2-Бутилмеркаптан (SBM) и др.

Таблица С.1 — Стандартные составы для природного газа

Элемент	A1	A2	G25	B1	B2	G20	C1	C2	D1	D2	E1	E2	F1	F2	N1	N2	N4	N5	K4	J1	J2	J3	J4	G1	G2
CH_4	66,2	67,2	86,0	63,0	82,4	100,0	65,1	74,9	75,6	97,2	88,9	71,7	92,0	85,70	90,65	90,50	90,35	89,57	90,00	89,6	88,9	87,50	89,2	83,4	72,0
C_2H_6	5,0	1,7	0,0	11,7	0,0	0,0	8,3	3,3	11,7	0,0	10,0	15,0	1,7	13,30	4,0	4,0	4,0	5,0	6,0	5,6	6,8	5,9	4,6	6,7	13,3
C_3H_8	0,7	3,3	0,0	2,0	0,0	0,0	4,0	3,3	0,7	1,3	0,0	2,7	6,0	0,7	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	3,4	3,1	5,3	2,7	4,7	5,3
C_4H_{10}	0,2	0,0	0,0	0,0	1,0	0,0	0,7	1,0	0,5	0,2	0,0	0,3	0,2	0,2	n-0,3 i-0,3 neo-0,0	n-0,3 i-0,3 neo-0,0	n-0,15 i-0,3 neo-0,15	n-0,3 i-0,3 neo-0,1	n-0,2 i-0,2 neo-0,0	1,4	1,2	1,2	3,4	1,5	1, 3
C_5H_{12}	0,1	0,0	0,0	0,0	0,7	0,0	0,6	0,4	0,3	0,1	0,0	0,2	0,1	0,1	n-0,1 i-0,1	n-0,15 i-0,15	n-0,15 i-0,15	n-0,1 i-0,1	n-0,2 i-0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0	0,9
C_{6+}	0,1	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,3	0,3	0,2	0,1	0,0	0,1	0,1	0,1	0,05	0,1	0,1	0,03	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,4
CO_2	7,8	10,0	0,0	5,6	2,2	0,0	5,6	1,1	8,9	1,1	1,1	3,3	0,0	0,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2
N_2	20,0	17,8	14,0	17,8	13,3	0,0	15,6	15,6	2,2	0,0	0,0	6,7	0,0	0,0	2,5	2,5	2,5	2,5	1,2	0,0	0,0	0,1	0,1	2,2	4,4
Низшая теплотворная способность																									
кВт · ч/м^3	7,84	7,86	8,13	8,89	9,01	9,45	9,66	9,58	10,21	10,19	10,65	10,77	11,19	11,26	10,28	10,33	10,33	10,38	10,66	11,29	11,29	11,56	11,58	11,92	11,96
МДж/м^3	28,21	28,30	29,25	32,01	32,43	34,02	34,77	34,48	36,76	36,68	38,34	38,77	40,30	40,55	37,01	37,19	37,18	37,37	38,37	40,64	40,66	41,63	41,69	42,93	43,07
Высшая теплотворная способность																									
кВт · ч/м^3	8,69	8,71	9,03	9,84	9,99	10,49	10,67	10,59	11,30	11,31	11,81	11,90	12,39	12,47	11,15	11,20	11,07	11,25	11,56	12,51	12,51	12,80	12,82	13,17	13,20
МДж/м^3	31,27	31,36	32,49	35,41	35,96	37,78	38,40	38,14	40,67	40,72	42,51	42,85	44,90	44,90	40,12	40,32	39,85	40,52	41,60	45,02	45,03	46,07	46,15	47,42	47,50

Таблица С.2 — Стандартный состав пропана

Элемент	JP1	1A	1B	1C	1D	1E	2A	2B	2C	2D	3A	3B	3C	3D	3E	3F	3G	3H	G30
C_2H_6	0,8	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	5,0	0,0	0,0
C_3H_8	98,0	100,0	90,0	90,0	80,0	80,0	70,0	70,0	60,0	60,0	50,0	50,0	40,0	40,0	20,0	20,0	0,0	0,0	0,0 n-50
C_4H_{10}	1,2	0,0	5,0	10,0	15,0	20,0	25,0	30,0	35,0	40,0	45,0	50,0	55,0	60,0	75,0	80,0	95,0	100,0	i-50
Низшая теплотворная способность																			
кВт · ч/м^3	25,37	25,94	25,96	26,80	26,82	27,65	27,68	28,51	28,53	29,36	29,38	30,22	30,24	31,07	31,95	32,78	33,66	34,49	32,25
МДж/м^3	91,35	93,38	93,47	96,46	96,55	99,54	99,63	102,62	102,71	105,70	105,78	108,77	108,86	111,85	115,02	118,01	121,17	124,16	116,09
Высшая теплотворная способность																			
кВт · ч/м^3	27,56	28,22	28,25	29,14	29,14	30,06	30,09	30,98	31,00	31,90	31,92	32,82	32,84	33,73	34,68	35,57	36,52	37,41	34,94
МДж/м^3	99,22	101,58	101,69	104,90	105,00	108,21	108,31	111,52	111,62	114,83	114,92	118,13	118,23	121,44	124,85	127,06	131,47	134,68	125,81

Приложение D
(справочное)

Максимально допустимое мгновенное изменение выходной электрической мощности

Для энергоустановок на основе топливных элементов, которые предназначены для независимой работы от сети, данная процедура испытания предназначена для определения максимального изменения электрической мощности, которую энергоустановка на основе топливных элементов может обеспечить без выключения системы или аварии. Испытание следует проводить, когда энергоустановка на основе топливных элементов питает омическую нагрузку.

Во время этого испытания непрерывно контролируют выходную электрическую мощность, измеренную в соответствии с 7.3.1.

Считают приемлемым, если энергоустановка на основе топливных элементов обеспечивает изменение мощности между начальным устойчивым значением (см. 8.1 и таблицу 4) и новым значением выходной мощности в течение 20 мс.

Примечание — 20 мс равны одному периоду сигнала с частотой 50 Гц. Этот критерий также применим к тем энергоустановкам на основе топливных элементов, которые обеспечивают переменный ток с частотой 60 Гц, и к тем, которые обеспечивают постоянный ток. Для энергоустановок на основе топливных элементов, в которых это время не подходит по конструкции, производитель может указать другое значение и сделать специальное дополнение об этом в отчете.

Контролируют только выходную электрическую мощность; любую нестабильность или изменение других параметров в данном испытании не учитывают.

Производитель должен привести целевое значение изменения. Например, производитель может указать целевой уровень изменения (например, 50 %) в качестве максимальной переходной способности. Испытание начинают при заданном значении. Если испытание считают проведенным, может быть выполнено дополнительное испытание при большем изменении электрической мощности. Если первоначальное испытание не удалось, следует провести другие испытания с меньшим изменением электрической мощности. Как минимум одно испытание должно быть успешным, чтобы результат был признан действительным.

Мгновенное изменение мощности в сторону увеличения начинают со значения, составляющего 0 % от номинальной электрической мощности, т. е. когда энергоустановка на основе топливных элементов находится в подготовительном состоянии. Для энергоустановки на основе топливных элементов, которая требует минимальной выходной мощности для непрерывной стабильной работы, мгновенное изменение мощности в сторону увеличения следует начинать с минимальной допустимой выходной мощности.

Мгновенное изменение мощности в сторону уменьшения следует начинать со значения, составляющего 100 % номинальной электрической мощности.

Приложение ДА
(справочное)

Сведения о соответствии ссылочных национальных и межгосударственных стандартов международным стандартам, использованным в качестве ссылочных в примененном международном стандарте

Таблица ДА.1

Обозначение ссылочного национального, межгосударственного стандарта	Степень соответствия	Обозначение и наименование ссылочного международного стандарта
ГОСТ 8.586.1—2005 (ИСО 5167-1:2003)	MOD	ISO 5167-1:2003 «Измерение потока текучей среды с помощью устройств для измерения перепада давления, помещенных в заполненные трубопроводы круглого сечения. Часть 1. Общие принципы и требования»
ГОСТ 8.586.2—2005 (ИСО 5167-2:2003)	MOD	ISO 5167-2:2003 «Измерение потока текучей среды с помощью устройств для измерения перепада давления, помещенных в заполненные трубопроводы круглого сечения. Часть 2. Диафрагмы»
ГОСТ 8.586.3—2005 (ИСО 5167-3:2003)	MOD	ISO 5167-3:2003 «Измерение потока текучей среды с помощью устройств для измерения перепада давления, помещенных в заполненные трубопроводы круглого сечения. Часть 3. Сопла и вставки Вентури»
ГОСТ 8.586.4—2005 (ИСО 5167-4:2003)	MOD	ISO 5167-4:2003 «Измерение потока текучей среды с помощью устройств для измерения перепада давления, помещенных в заполненные трубопроводы круглого сечения. Часть 4. Трубки Вентури»
ГОСТ 30804.4.7—2013 (IEC 61000-4-7:2009)	MOD	IEC 61000-4-7:2009 «Электромагнитная совместимость. Часть 4-7. Методики испытаний и измерений. Общее руководство по средствам измерений и измерениям гармоник и интергармоник для систем электроснабжения и подключаемых к ним технических средств»
ГОСТ 31371.1—2020 (ISO 6974-1:2012)	MOD	ISO 6974-1:2012 «Природный газ. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 1. Общие указания и определение состава»
ГОСТ 31371.2—2020 (ISO 6974-2:2012)	MOD	ISO 6974-2:2012 «Природный газ. Определение состава методом газовой хроматографии с оценкой неопределенности. Часть 2. Вычисление неопределенности»
ГОСТ 31371.3—2008 (ИСО 6974-3:2000)	MOD	ISO 6974-3:2000 «Газ природный. Определение состава с заданной погрешностью методом газовой хроматографии. Часть 3. Определение водорода, гелия, кислорода, азота, углекислого газа и углеводородов до C_8, используя две хроматографические колонки»
ГОСТ 31371.4—2008 (ИСО 6974-4:2000)	MOD	ISO 6974-4:2000 «Газ природный. Определение состава с заданной погрешностью методом газовой хроматографии. Часть 4. Метод определения азота, углекислого газа и углеводородов от C_1 до C_5 и C_{6+} для лабораторной и промышленной измерительной системы, использующей две колонки»
ГОСТ 31371.5—2022 (ISO 6974-5:2014)	MOD	ISO 6974-5:2014 «Природный газ. Определение состава и связанной с ним неопределенности методом газовой хроматографии. Часть 5. Изотермический метод определения азота, диоксида углерода, углеводородов C_1—C_5 и C_{6+}»
ГОСТ 31371.6—2008 (ИСО 6974-6:2002)	MOD	ISO 6974-6:2002 «Газ природный. Определение состава с заданной неопределенностью методом газовой хроматографии. Часть 6. Определение водорода, гелия, кислорода, азота, диоксида углерода и углеводородов C_1—C_8 с использованием трех капиллярных колонок»

Окончание таблицы ДА.1

Обозначение ссылочного национального, межгосударственного стандарта	Степень соответствия	Обозначение и наименование ссылочного международного стандарта
ГОСТ 34100.3—2017/ISO/IEC Guide 98-3:2008	IDT	ISO/IEC Guide 98-3:2008 «Неопределенность измерения. Часть 3. Руководство по выражению неопределенности измерения (GUM:1995)»
ГОСТ ИСО 5348—2002	IDT	ISO 5348:1998 «Вибрация и удар механические. Механическое крепление акселерометров»
ГОСТ IEC 61000-4-13—2016	IDT	IEC 61000-4-13:2009 «Электромагнитная совместимость. Часть 4-13. Методики испытаний и измерений. Испытания низкочастотной помехозащитности от воздействия гармоник и промежуточных гармоник, включая сетевые сигналы, передаваемые в сеть переменного тока»
ГОСТ IEC 62282-3-201—2015	IDT	IEC 62282-3-201:2013 «Технологии топливных элементов. Часть 3-201. Стационарные энергоустановки на топливных элементах. Методы испытаний для определения рабочих характеристик систем малой мощности»
ГОСТ Р ИСО 3744—2013	IDT	ISO 3744:2010 «Акустика. Определение уровней звуковой мощности и уровней звуковой энергии источников шума с использованием звукового давления. Технические методы в условиях свободного звукового поля над отражающей поверхностью»
ГОСТ Р ИСО 7935—2007	IDT	ISO 7935:1992 «Выбросы стационарных источников. Определение массовой концентрации диоксида серы. Эксплуатационные характеристики автоматизированных методов измерений»
ГОСТ Р ИСО 10396—2012	IDT	ISO 10396:2007 «Выбросы стационарных источников. Отбор проб для автоматизированного определения концентраций газа для постоянно установленных систем текущего контроля»
ГОСТ Р ИСО 10849—2006	IDT	ISO 10849:1996 «Источники загрязнения стационарные. Определение массовой концентрации оксидов азота. Рабочие характеристики автоматических систем измерения»
ГОСТ Р ИСО 11042-1—2001	IDT	ISO 11042-1:1996 «Установки газотурбинные. Выбросы отработавшего газа. Часть 1. Измерение и оценка»
ГОСТ Р ИСО 14687-1—2012	IDT	ISO 14687-1:1999 «Топливо водородное. Технические условия на продукт. Часть 1. Все случаи применения, кроме случая применения топливного элемента с протонной обменной мембраной (PEM) для дорожных транспортных средств»
ГОСТ Р ИСО 16622—2009	IDT	ISO 16622:2002 «Метеорология. Акустические анемометры/термометры. Приемочные методы испытания при измерениях среднего значения вектора скорости ветра»
Примечание — В настоящей таблице использованы следующие условные обозначения степени соответствия стандартов: - IDT — идентичные стандарты; - MOD — модифицированные стандарты.		

Библиография

[1]	*Р 50.2.068—2009*	Государственная система обеспечения единства измерений. Средства измерений количества сырой нефти и нефтяного газа. Нормируемые метрологические характеристики
[2]	ISO/TR 15916:2015	Основные требования безопасности водородных систем
	(ISO/TR 15916:2015)	(Basic considerations for the safety of hydrogen systems)
[3]	ИСО 6975	Газ природный. Расширенный анализ. Метод газовой хроматографии
	(ISO 6975)	(Natural gas. Extended analysis. Gas chromatographic method)
[4]	ИСО 11541	Газ природный. Определение содержания воды при высоком давлении
	(ISO 11541)	(Natural gas. Determination of water content at high pressure)
[5]	ИСО 3648:1994	Топливо авиационное. Определение низшей теплотворной способности
	(ISO 3648:1994)	(Aviation fuels. Estimation of net specific energy)
[6]	АСТМ D4809	Стандартный метод испытаний для измерения теплотворной способности жидкого углеводородного топлива с помощью калориметрической бомбы (прецизионный метод)
	(ASTM D4809)	[Standard Test Method for Heat of Combustion of Liquid Hydrocarbon Fuels by Bomb Calorimeter (Precision Method)]
[7]	ИСО 7934	Отходы газообразные промышленные. Определение весовой концентрации диоксида серы. Метод с применением перекиси водорода, перхлората бария или торина
	(ISO 7934)	(Stationary source emissions. Determination of the mass concentration of sulfur dioxide. Hydrogen peroxide/barium perchlorate/Thorin method)
[8]	ИСО 11042-2	Установки газотурбинные. Выбросы отработавшего газа. Часть 2. Автоматизированный мониторинг выбросов
	(ISO 11042-2)	(Gas turbines. Exhaust gas emission. Part 2: Automated emission monitoring)
[9]	ИСО 11632:1998	Выбросы стационарных источников. Определение концентрации (по массе) диоксида серы. Метод ионной хроматографии
	(ISO 11632:1998)	(Stationary source emissions. Determination of mass concentration of sulfur dioxide. Ion chromatography method)
[10]	ИСО 11564	Источники выбросов стационарные. Определение массовой концентрации окислов азота. Фотометрический метод с применением нафтилэтилендиамина
	(ISO 11564)	(Stationary source emissions. Determination of the mass concentration of nitrogen oxides. Naphthylethylenediamine photometric method)
[11]	ИСО 10523:2008	Качество воды. Определение pH
	(ISO 10523:2008)	(Water quality. Determination of Ph)
[12]	ИСО 6060	Качество воды. Определение химической потребности в кислороде
	(ISO 6060)	(Water quality. Determination of the chemical oxygen demand)
[13]	ИСО 5815-2	Качество воды. Определение биохимической потребности в кислороде по истечении *n* суток (БПК *n*). Часть 2. Метод для неразбавленных проб
	(ISO 5815-2)	[Water quality. Determination of biochemical oxygen demand after n days (BODn). Part 2: Method for undiluted samples]
[14]	ИСО 4677-1	Атмосферы для кондиционирования и проведения испытаний. Определение относительной влажности. Часть 1. Метод с использованием аспирационного психрометра
	(ISO 4677-1)	(Atmospheres for conditioning and testing. Determination of relative humidity. Part 1: Aspirated psychrometer method)
[15]	ИСО 4677-2	Атмосферы для кондиционирования и проведения испытаний. Определение относительной влажности. Часть 2. Метод с использованием пращевого психрометра
	(ISO 4677-2)	(Atmospheres for conditioning and testing. Determination of relative humidity. Part 2: Whirling psychrometer method)

[16]	ASME PTC 50	Производительность систем питания на топливных элементах
	(ASME PTC 50)	(Fuel Cell Power Systems Performance)
[17]	ИСО 11086	Турбины газовые. Словарь
	(ISO 11086)	(Gas turbines. Vocabulary)
[18]	АСТМ Ф2602	Стандартный метод определения молярной массы хитозана и солей хитозана методом хроматографии с исключением размера с обнаружением многоуглового рассеяния света (секунданты)
	(ASTM F 602)	[Standard Test Method for Determining the Molar Mass of Chitosan and Chitosan Salts by Size Exclusion Chromatography with Multi-angle Light Scattering Detection (SEC-MALS)]

[19] JANAF Термохимические таблицы Д.Р. Столл, Х. Опубликованы NSRDS-NBS 37 [JANAF Thermochemical Tables D. R. Stull, H. Prophet published NSRDS-NBS 37 (1965, 1971)]

УДК 54.08:006.354 ОКС 27.075

Ключевые слова: топливные элементы, технологии топливных элементов, водород, энергоустановки на основе топливных элементов, стационарные энергоустановки, технологии стационарных энергоустановок на основе топливных элементов, методы испытаний энергоустановок

Редактор *Л.С. Зимилова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *С.В. Смирнова*
Компьютерная верстка *Л.А. Круговой*

Сдано в набор 31.03.2023. Подписано в печать 11.04.2023. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 6,51. Уч.-изд. л. 5,86.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Создано в единичном исполнении в ФГБУ «Институт стандартизации»
для комплектования Федерального информационного фонда стандартов,
117418 Москва, Нахимовский пр-т, д. 31, к. 2.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru