ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**ГОСТ Р 72532— 2026**

# СИСТЕМА СТАНДАРТОВ РЕАЛИЗАЦИИ КЛИМАТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ

## Методика для проектов по переводу действующих электростанций с угля и/или нефтяного топлива на газообразное топливо

**Издание официальное**

**Москва**
**Российский институт стандартизации**
**2026**

gost.e-ecolog.ru

## Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Институтом глобального климата и экологии им. академика Ю.А. Израэля (ИГКЭ) совместно с обществом с ограниченной ответственностью «НИИ экономики связи и информатики «Интерэкомс» (ООО «НИИ «Интерэкомс») и Федеральным государственным автономным учреждением «Научно-исследовательский институт «Центр экологической промышленной политики» (ФГАУ «НИИ «ЦЭПП»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 020 «Экологический менеджмент и экономика»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 6 февраля 2026 г. № 88-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

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

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2026

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

## Содержание

1 Область применения . . . . . 1
2 Нормативные ссылки . . . . . 1
3 Термины, определения и сокращения . . . . . 2
4 Основные положения . . . . . 3
5 Определение базовой линии . . . . . 5
6 Требования к срокам выполнения проекта . . . . . 10
7 Требования дополнительности . . . . . 10
8 Требования к плану мониторинга . . . . . 10
9 Проектный сценарий . . . . . 11
10 Оценка выбросов от утечек проектной деятельности . . . . . 11
11 Минимизация риска непостоянства . . . . . 12
12 Методы предотвращения двойного учета, негативных воздействий на окружающую среду и общество . . . . . 12
13 Рекомендации в отношении изменения и/или сохранения базовой линии в случае продления зачетного периода и проектной деятельности . . . . . 13
Приложение А (справочное) Перечень параметров мониторинга и предварительно фиксируемых параметров . . . . . 14
Приложение Б (справочное) Управление рисками . . . . . 16
Приложение В (справочное) Рекомендуемый подход для определения коэффициента выбросов от энергосистемы (сетевого коэффициента выбросов) . . . . . 17
Библиография . . . . . 19

## Введение

Практика реализации климатических проектов была начата в период действия Киотского протокола. После его окончания торговля сокращениями выбросов парниковых газов (ПГ) реализовывалась в рамках национальных юрисдикций (например, China Certified Emission Reductions, Carbon Registry — India и др.), а также в рамках частных программ выпуска углеродных единиц (например, Verified Carbon Standard, Gold Standard, Global Carbon Council и др.). В настоящее время Парижское соглашение, стороной которого является Российская Федерация, предусматривает в том числе рыночные механизмы смягчения изменения климата и передачу на международном уровне результатов реализации мероприятий по предотвращению изменения климата. Таким образом, рыночные механизмы поддержки проектов по сокращению (предотвращению) выбросов ПГ и/или их поглощению активно развиваются как на локальном, так и на глобальном уровнях.

В рамках функционирования вышеназванных механизмов постепенно вырабатывались принципы качества климатических проектов. К таким принципам относятся, например, дополнительность проекта, точные и надежные методы учета сокращения выбросов и увеличения поглощения, отсутствие двойного учета, постоянство достигнутых сокращений выбросов. Высокое качество климатических проектов, а также прозрачность процесса их реализации являются основным условием их конкурентоспособности на рынке углеродных активов.

В Российской Федерации реализация климатических проектов предусмотрена [1]. Статья 5 [1] предусматривает утверждение документов национальной системы стандартизации в области ограничения выбросов ПГ, в том числе в отношении реализации климатических проектов и определения углеродного следа.

Комплекс национальных стандартов под общим наименованием «Система стандартов реализации климатических проектов» основывается на лучших международных практиках, выработанных различными программами выпуска углеродных активов. За основу взяты базовые принципы и методическая база, выработанные в ходе развития «Механизма чистого развития», одного из рыночных механизмов Киотского протокола.

В частности, настоящий стандарт разработан с учетом положений [2].

Целями разрабатываемого комплекса национальных стандартов под общим наименованием «Система стандартов реализации климатических проектов» являются:

- оказание содействия государственным и частным компаниям, промышленным предприятиям в реализации мероприятий по сокращению выбросов ПГ в рамках проектов, реализуемых в соответствии с [1];
- обеспечение качества углеродных единиц, выпускаемых в рамках российской системы реализации климатических проектов, унификация структуры и терминологии реализуемых климатических проектов;
- повышение прозрачности процесса реализации климатических проектов;
- достижение целей устойчивого развития как на национальном, так и корпоративном уровне, в частности цель № 13 «Принятие срочных мер по борьбе с изменением климата и его последствиями».

Стандарты представляют собой руководящие документы в области реализации отдельных типов климатических проектов. В стандартах устанавливаются правила, в соответствии с которыми должны оцениваться результаты климатических проектов, выраженные в сокращении выбросов или увеличении поглощения ПГ, и оформляться сведения о проекте.

Стандарт не предназначен для решения задач проектирования и эксплуатации энергосистем, электрических сетей и объектов электроэнергетики и применяет упрощенные модельные подходы к представлению электроэнергетических систем и объектов электроэнергетики, необходимые и достаточные для целей реализации и оценки результатов климатических проектов.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

# СИСТЕМА СТАНДАРТОВ РЕАЛИЗАЦИИ КЛИМАТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ

## Методика для проектов по переводу действующих электростанций с угля и/или нефтяного топлива на газообразное топливо

System of standards for implementing carbon offsetting projects.
Methodology for conversion of existing power plants from coal and/or petroleum fuels to gaseous fuels projects

**Дата введения — 2026—06—01**

## 1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает методику, предназначенную для разработки климатических проектов по переводу действующей электростанции с угля и/или нефтяного топлива на природный газ.

Соответствие требованиям настоящего стандарта может быть заявлено при выполнении всех требований настоящего стандарта, за исключением рекомендаций по управлению рисками.

Установленная в настоящем стандарте методика применяется в рамках реализации климатических проектов, отнесенных к таковым в соответствии с критериями и порядком, утвержденными [3], и не распространяется на регулируемую в рамках законодательства деятельность по планированию перспективного развития электроэнергетики, технологическому присоединению и выводу из эксплуатации объектов электроэнергетики, предусмотренную [4].

## 2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р ИСО 14064-1 Газы парниковые. Часть 1. Требования и руководство по количественному определению и отчетности о выбросах и поглощении парниковых газов на уровне организации

ГОСТ Р ИСО 14064-2 Газы парниковые. Часть 2. Требования и руководство по количественному определению, мониторингу и составлению отчетной документации на проекты сокращения выбросов парниковых газов или увеличения их поглощения на уровне проекта

ГОСТ Р ИСО 14080 Управление парниковыми газами и связанные виды деятельности. Система подходов и методическое обеспечение реализации климатических проектов

ГОСТ Р 56267/ISO/TR 14069:2013 Газы парниковые. Определение количества выбросов парниковых газов в организациях и отчетность. Руководство по применению стандарта ИСО 14064-1

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 ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую 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.

**Издание официальное**

## 3 Термины, определения и сокращения

### 3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р ИСО 14064-2, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1

**электростанция:** Энергоустановка или группа энергоустановок, предназначенная для производства электрической энергии или электрической энергии и тепла, представляющая собой единый комплекс основного и вспомогательного оборудования, зданий и сооружений, технологически взаимосвязанных процессом производства электрической (электрической и тепловой) энергии.

[ГОСТ 19431—2023, статья 28]

3.1.2 **проектная электростанция:** Существующая электростанция, на которой осуществляется проектная деятельность по переводу на другой вид топлива.

3.1.3 **тепловая электростанция;** ТЭС: Электростанция, преобразующая химическую энергию топлива в электрическую энергию или электрическую и тепловую энергию.

3.1.4 **зависимый потребитель:** Потребитель электрической энергии, энергопринимающие устройства которого технологически присоединены к проектной электростанции таким образом, что в точке поставки на розничном рынке (на границе балансовой принадлежности, определенной документами о техприсоединении) поставка от этой электростанции не смешивается с электрической энергией иных источников, а объем такой поставки подлежит раздельному коммерческому учету в указанной точке.

Примечания

1 Снабжение такого потребителя определяется режимом работы проектной электростанции.

2 Наличие резервного (аварийного) питания через сети сетевой организации не изменяет статус зависимого потребителя при условии, что в штатном режиме услуги по передаче не оказываются, смешение не допускается, а раздельный коммерческий учет сохраняется.

3.1.5

**электрическая сеть:** Совокупность подстанций, распределительных устройств и соединяющих их линий электропередачи, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии.

[ГОСТ Р 57114—2022, статья 11]

3.1.6

**установленная мощность:** Электрическая мощность, с которой электроустановка, оборудование могут работать длительное время при номинальных параметрах и (или) в нормальных условиях.

[ГОСТ Р 57114—2022, статья 76]

3.1.7 **зачетный период:** Период, в течение которого подлежит учету сокращение (предотвращение) выбросов парниковых газов в результате реализации проекта.

3.1.8 **сведения о проекте:** Документация, используемая разработчиками климатического проекта для демонстрации и описания информации о предполагаемом климатическом проекте для представления в органы по валидации/верификации и реестр углеродных единиц.

3.1.9

**основное топливо:** Топливо, которое сжигается ТЭС в преобладающем количестве (50 % и более при использовании нескольких видов топлива) в течение года для выработки электрической и (или) тепловой энергии.

[[5], статья 1]

3.1.10

**резервное топливо:** Топливо, обеспечивающее без ограничения продолжительности работу генерирующего оборудования ТЭС с номинальной нагрузкой в случае полного или частичного отсутствия основного топлива.

[[5], статья 1]

3.1.11

**аварийное топливо:** Топливо (дизельное, газотурбинное, сжиженный природный газ, иное жидкое топливо), которое используется на ТЭС с парогазовыми установками (далее — ПГУ), газотурбинными установками (далее — ГТУ), сжигающими газ в качестве основного топлива, для ограниченного по времени поддержания работы при отсутствии основного топлива.

[[5], статья 1]

3.1.12 **местное топливо:** Топливо, которое добывается, производится или перерабатывается в конкретном регионе и используется в пределах этого же региона.

3.1.13 **утечки проектной деятельности;** утечки: Увеличение выбросов парниковых газов и (или) уменьшение их поглощения вне границ проекта, вызванное мероприятиями проекта.

### 3.2 Сокращения

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ИТС — информационно-технический справочник;

КПД — коэффициент полезного действия;

НДТ — наилучшие доступные технологии;

ОЖЦ — оценка жизненного цикла;

ПГ — парниковый газ.

## 4 Основные положения

### 4.1 Область применения методики

Проектная электростанция поставляет электроэнергию[1)] только в электрическую сеть или только зависимому потребителю. В рамках проектной деятельности на проектной электростанции используется только природный газ, за исключением потребления резервного и/или аварийного топлива, которое не должно превышать 1 % от общего расхода топлива за каждый календарный год зачетного периода.

До осуществления проектной деятельности на проектной электростанции для выработки электроэнергии использовались только уголь и/или нефтяное топливо (но не природный газ).

Преобладающим основным видом топлива на электростанциях в регионе и/или местным видом топлива в регионе является уголь/нефтяное топливо.

Субъекты электроэнергетики, которые приобретают электроэнергию, вырабатываемую на проектной электростанции, не ограничены нормативными актами/законом в приобретении электроэнергии, вырабатываемой на различных видах топлива (уголь/нефтяное топливо), т. е. им не запрещено приобретать электроэнергию, вырабатываемую с использованием топлива с более высокой интенсивностью выбросов ПГ в течение всего зачетного периода проектной деятельности.

Проектная деятельность не должна приводить к значительному изменению установленной мощности электростанции, а именно — к снижению установленной мощности электростанции более чем на 1 % или к увеличению более чем на 5 % от первоначальной (фактической) установленной мощности. Установленная мощность электростанции после перевода на природный газ должна быть проверена по результатам аттестации генерирующего оборудования, осуществляемой субъектом оперативно-диспетчерского управления в порядке, определенном [6] и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка.

Если срок эксплуатации проектной электростанции продлевается в результате проектной деятельности, следует определить срок службы существующей электростанции в отсутствие проектной деятельности. Для этого следует руководствоваться одним из следующих подходов:

а) типичный средний технический срок службы электростанции соответствующего типа может быть определен с учетом общепринятой практики в отрасли и стране (например, на основе отраслевых исследований, статистики, технической литературы и т. д.);

---

[1)] В случае если проектная электростанция вырабатывает одновременно электрическую и тепловую энергию, необходимо оценивать распределение расхода топлив на производство электрической и тепловой энергии и учитывать в границах проекта выбросы только от производства электрической энергии (подробнее см. 5.3).

б) практика ответственной компании в отношении графиков замены оборудования может быть оценена и задокументирована (например, на основе исторических записей о заменах аналогичного оборудования).

Срок вывода из эксплуатации существующей электростанции (или паркового ресурса котлоагрегатов) в отсутствие проектной деятельности должен выбираться консервативным образом, т. е. в случаях, когда можно оценить только временные рамки, следует выбирать самый ранний момент времени. Данный период должен быть задокументирован в сведениях о проекте.

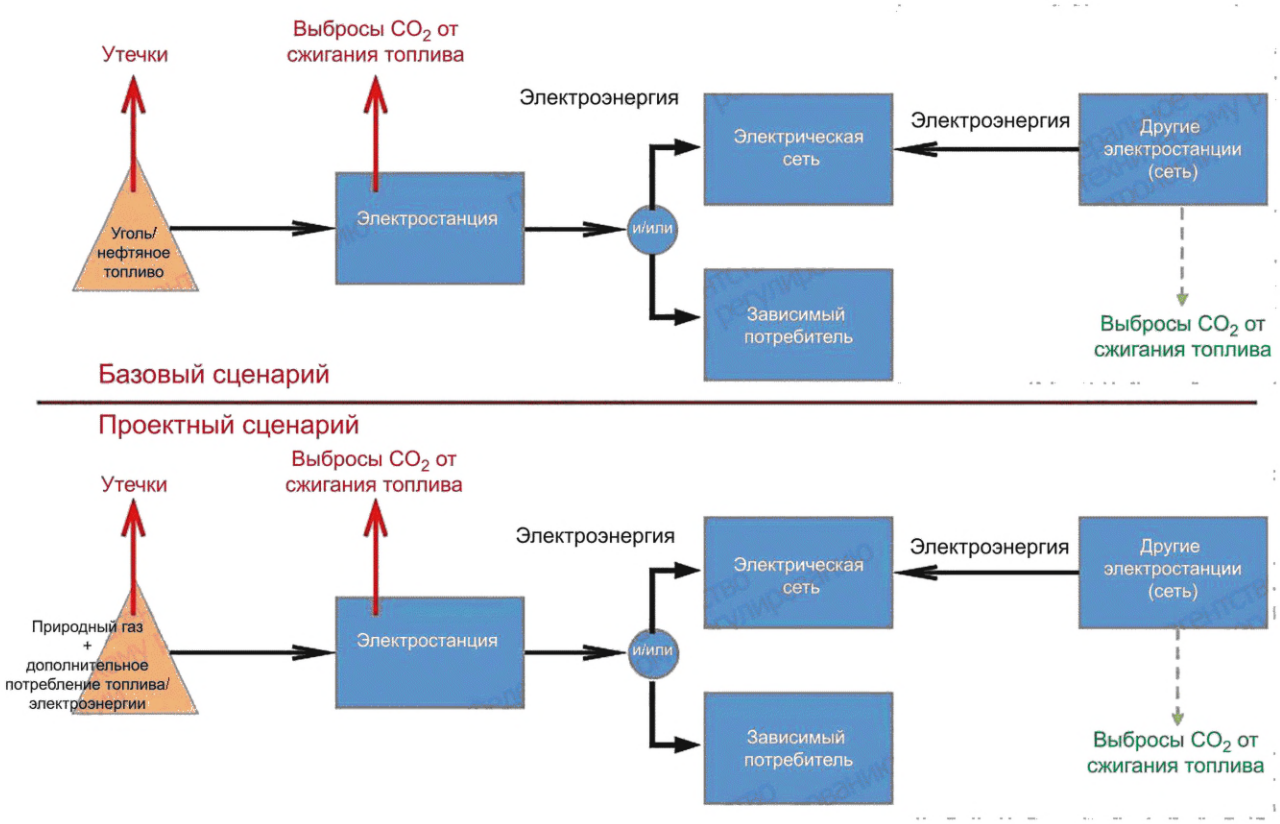
Если срок эксплуатации электростанции увеличивается в связи с проектной деятельностью, зачетный период должен быть ограничен оставшимся сроком службы электростанции, т. е. периодом до момента, когда она была бы выведена из эксплуатации, если бы проектные мероприятия не осуществлялись.

### 4.2 Границы проекта

Границы проекта охватывают проектную электростанцию, которая поставляет электроэнергию в общую сеть или зависимым потребителям. В случае если электростанция поставляет электроэнергию в общую сеть и покупает электроэнергию для собственного потребления (например, для покрытия собственных потерь), необходимо учитывать этот объем электроэнергии. Краткий обзор источников выбросов и ПГ приведен в таблице 1, границы проекта описаны на рисунке 1. Обязательные к учету ПГ для соответствующих источников установлены в соответствии с [7].

Таблица 1 — Источники выбросов, включенные в границы проекта или исключенные из них

| Источник | | ПГ | Включен | Обоснование/объяснение |
|---|---|---|---|---|
| Базовая линия | Сжигание основного топлива (уголь/нефтяное топливо) на электростанции для генерации электроэнергии | $CO_2$ | Да | Основной источник выбросов |
| | | $CH_4$ | Нет | Незначительный источник. Учет не требуется |
| | | $N_2O$ | Нет | Незначительный источник. Учет не требуется |
| | Выбросы, связанные со сжиганием ископаемых видов топлива для генерации электроэнергии на электростанциях, присоединенных к сети | $CO_2$ | Да | Основной источник выбросов. Учитывается в соответствии с указаниями раздела 5 только в случае увеличения производства электроэнергии проектной электростанции |
| | | $CH_4$ | Нет | Незначительный источник. Учет не требуется |
| | | $N_2O$ | Нет | Незначительный источник. Учет не требуется |
| Проектный сценарий | Сжигание природного газа на проектной электростанции для генерации электроэнергии | $CO_2$ | Да | Основной источник выбросов |
| | | $CH_4$ | Нет | Незначительный источник. Учет не требуется |
| | | $N_2O$ | Нет | Незначительный источник. Учет не требуется |
| | Выбросы, связанные с использованием энергии (дополнительное потребление резервного или аварийного топлива/закупаемая электроэнергия) для работы проектной электростанции | $CO_2$ | Да | Основной источник выбросов |
| | | $CH_4$ | Нет | Незначительный источник. Учет не требуется |
| | | $N_2O$ | Нет | Незначительный источник. Учет не требуется |




→ — технологические потоки (передача электроэнергии[1)]);
→ — подлежащие учету источники выбросов ПГ;
⇢ — источники выбросов ПГ, подлежащие учету только в случае, если это установлено для конкретного базового и проектного сценария (подробнее см. раздел 5).

Рисунок 1 — Границы проекта

Границы проекта и предполагаемые технические мероприятия по модернизации проектной электростанции должны быть определены таким образом, чтобы исключить влияние иных модернизаций на параметры, участвующие в количественной оценке сокращений выбросов в результате проектной деятельности.

В случае если проектная деятельность относится к переводу на природный газ части основного или вспомогательного оборудования, расположенного на территории электростанции, границы учета выбросов ПГ должны быть ограничены этим оборудованием. В расчетных формулах в таком случае должны быть использованы данные, относящиеся не ко всей электростанции, а к вкладу основного или вспомогательного оборудования, включенного в границы проекта.

## 5 Определение базовой линии

### 5.1 Определение альтернатив проектной деятельности

Необходимо определить все альтернативные сценарии, которые доступны исполнителю проекта и при которых электростанция могла бы генерировать электроэнергию с меньшей интенсивностью выбросов ПГ.

[1)] Тепло не учитывается в связи с условиями применения методологии.

Эти альтернативные сценарии должны включать, в частности:

а) реализацию проекта по смене топлива на электростанции без регистрации в качестве климатического и выпуска углеродных единиц;

б) производство электроэнергии с использованием того же ископаемого топлива, но с внедрением технологий/мер, отличных от тех, которые в настоящее время используются и которые могли бы позволить снизить интенсивность выбросов ПГ при производстве электроэнергии (в том числе с учетом обязательного внедрения НДТ для предприятий категории I, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду);

в) производство электроэнергии с использованием видов топлива, отличных от тех, которые используются в проектном сценарии;

г) производство электроэнергии с использованием существующих источников энергии (уголь и/или нефтяное топливо), т. е. продолжение действующей практики (сценарий «бизнес как обычно»).

### 5.2 Определение сценария базовой линии

Для выбора сценария базовой линии необходимо провести барьерный анализ, чтобы выявить барьеры, которые могли бы препятствовать реализации альтернативных сценариев.

Барьерный анализ проводится в отношении всех идентифицированных базовых сценариев, и в качестве базовой линии принимается сценарий, который является наиболее вероятным с учетом всех выявленных препятствий (барьеров) для реализации проекта, в том числе [3]:

а) технических (возможность реализации технологии);

б) технологических (доступность технологии);

в) регуляторных (наличие нормативных ограничений на применение технологии);

г) экономических (доступность финансовых ресурсов);

д) социально-экологических (уровень воздействия на окружающую среду и местные сообщества);

е) квалификационных (доступность необходимых компетенций для реализации технологии).

Если остается более одной достоверной и правдоподобной альтернативы, исполнитель проекта должен выбрать сценарий с наименьшими выбросами (т. е. наиболее консервативный) в качестве базового.

Данная методология применима только в том случае, если наиболее вероятным сценарием является продолжение использования угля и/или нефтяного топлива на существующей электростанции в течение всего зачетного периода (сценарий «бизнес как обычно»).

### 5.3 Расчет выбросов базовой линии

Базовая линия представляет собой прогнозируемый результат количественной оценки выбросов ПГ при отсутствии проекта. Приказ [3] устанавливает, что базовая линия может определяться как с учетом прогнозируемого уровня производственной деятельности и сведений о фактической массе выбросов ПГ и их поглощении за период не менее трех лет до даты начала проектной деятельности, так и с использованием других методов, указанных в документах национальной системы стандартизации.

Базовая линия должна быть установлена ниже прогноза выбросов по сценарию «бизнес как обычно» (Business-as-Usual, BAU).

Разработчик проекта должен применить тот из приведенных ниже подходов к определению базовой линии, который обеспечивает наиболее консервативную оценку выбросов[1)]:

а) подход с использованием индикативных показателей удельных выбросов ПГ, установленных в ИТС НДТ (при наличии сопоставимых показателей);

б) подход, основанный на текущих (фактических) или исторических выбросах, скорректированных в сторону уменьшения не менее чем на 3 %[2)].

---

[1)] Подходы к определению базовых линий приводятся в решении от 8 марта 2022 г., принятом на Конференции Сторон, в рамках совещания Сторон Парижского соглашения, третья сессия (FCCC/PA/CMA/2021/10/Add.1, статья 6.4 Парижского соглашения, с. 34, п. 36). URL: gost.e-ecolog.ru pdf (дата обращения — 20 января 2026 г.).

[2)] Корректировка применяется для обеспечения того, что базовая линия будет ниже выбросов по сценарию «бизнес как обычно».

Для подхода с использованием показателей ИТС НДТ расчет базовых выбросов $BE_y$, т $CO_2$ в течение года $y$, производится по формуле

$$BE_y = A_{baseline,y} \cdot EF_{CO_2baseline}, \quad (1)$$

где $A_{baseline,y}$ — данные о деятельности установки за год $y$;

$EF_{CO_2baseline}$ — коэффициент выбросов $CO_2$.

Коэффициент выбросов $EF$ определяется в соответствии со сведениями приложения «Индикативные показатели удельных выбросов парниковых газов» ИТС НДТ[1)]. Необходимо использовать нижний уровень индикативного показателя ($ИП_2$) для аналогичной используемой в базовом сценарии группы оборудования. Данные о деятельности А промышленной установки должны соответствовать применимым в ИТС НДТ величинам $ИП_2$.

Для подхода, основанного на текущих (фактических) или исторических выбросах, расчет базовых выбросов $BE_y$, т $CO_2$ в течение года $y$, производится по формуле

$$BE_y = (A_{baseline,y} \cdot EF_{CO_2baseline}) \cdot 0{,}97, \quad (2)$$

где $A_{baseline,y}$ — данные о деятельности установки за год $y$;

$EF_{CO_2baseline}$ — коэффициент выбросов $CO_2$;

0,97 — коэффициент дисконтирования, применяемый для обеспечения использования базовой линии ниже выбросов по сценарию «бизнес как обычно».

Для подхода, основанного на текущем объеме выбросов, данные о деятельности А — валовое количество электроэнергии, выработанной проектной электростанцией в год $y$, МВт · ч/год, EF — коэффициент выбросов проектной электростанции в год $y$, т $CO_2$/МВт · ч.

Для подхода, основанного на исторических выбросах, при расчете выбросов по базовому сценарию необходимо учитывать следующее:

а) поставляет[2)] ли проектная электростанция электроэнергию в сеть или зависимым потребителям; и

б) превышает ли проектная электростанция максимальное годовое количество электроэнергии, которая электростанция могла производить до реализации проектной деятельности, и увеличивается ли количество вырабатываемой электроэнергии сверх исторических уровней (за предыдущие три года) как результат проектных мероприятий. Данный пункт учитывается только в случае поставки электроэнергии в сеть.

Если проектная электростанция поставляет электроэнергию зависимым потребителям, выбросы по базовому сценарию $BE_y$, т $CO_2$/год, рассчитывают по формуле

$$BE_y = (\text{MIN}(EG_{PJ,y}; EG_{AVR}) \cdot EF_{BL,plant,y}) \cdot 0{,}97, \quad (3)$$

где $EG_{PJ,y}$ — валовое количество электроэнергии, выработанной электростанцией в году $y$, МВт · ч/год;

$EG_{AVR}$ — среднегодовое валовое количество электроэнергии, выработанной проектной электростанцией в течение трех предшествующих последовательных лет до внедрения проектных мероприятий, МВт · ч/год;

$EF_{BL,plant,y}$ — базовый коэффициент выбросов проектной электростанции в году $y$, т. е. выбросы $CO_2$, приходящиеся на выработку электроэнергии, если в качестве топлива на электростанции продолжилось бы использование угля и/или нефтяного топлива, т $CO_2$/МВт · ч;

MIN — выбирается наименьшее значение из рассматриваемых;

0,97 — коэффициент дисконтирования, применяемый для обеспечения использования базовой линии ниже выбросов по сценарию «бизнес как обычно».

---

[1)] ИТС 38—2024 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» или иной релевантный справочник». gost.e-ecolog.ru (дата обращения — 20 января 2026 г.).

[2)] Под поставкой электроэнергии в данном случае принимается объем отпущенной электроэнергии собственного производства на сторону (в сеть). Принимается условие, что весь выработанный ресурс (валовая выработка электроэнергии) отправляется в общую энергосистему. В дальнейшем в методологии для облегчения терминологии под поставкой электроэнергии будет обозначаться валовая выработка.

Если проектная электростанция поставляет электроэнергию в сеть, различают следующие случаи[1]:

а) случай а: количество электроэнергии, вырабатываемой проектной электростанцией $EG_{PJ,y}$, превышает максимальное годовое количество электроэнергии, которое электростанция могла производить до реализации проектной деятельности $EG_{max}$. В таком случае выбросы по базовому сценарию $BE_y$, т $CO_2$/год, рассчитывают по формуле

$$BE_y = (EG_{AVR} \cdot EF_{BL,plant,y} + (EG_{max} - EG_{AVR}) \cdot MIN(EF_{BL,plant,y}; EF_{grid,y}) + (EG_{p,J,y} - EG_{max}) \cdot EF_{grid,y}) \cdot 0{,}97, \quad (4)$$

б) случай б: количество электроэнергии, вырабатываемой проектной электростанцией $EG_{PJ,y}$, превышает историческую среднюю выработку электростанции $EG_{AVR}$, но ниже чем максимальное годовое количество электроэнергии, которое проектная электростанция могла бы произвести до реализации проектной деятельности $EG_{max}$. В таком случае выбросы по базовому сценарию $BE_y$, т $CO_2$/год, рассчитывают по формуле

$$BE_y = (EG_{AVR} \cdot EF_{BL,plant,y} + (EG_{PJ,y} - EG_{AVR}) \cdot MIN(EF_{BL,plant,y}; EF_{grid,y})) \cdot 0{,}97, \quad (5)$$

в) случай в: количество электроэнергии, вырабатываемой проектной электростанцией $t\ EG_{PJ,y}$, меньше или равно историческим среднегодовым показателям выработки электроэнергии $EG_{AVR}$. В таком случае выбросы по базовому сценарию $BE_y$, т $CO_2$/год рассчитывают по формуле

$$BE_y = (EG_{PJ,y} \cdot EF_{BL,plant,y}) \cdot 0{,}97, \quad (6)$$

где $EG_{PJ,y}$ — валовое количество электроэнергии, выработанной электростанцией в году $y$, МВт · ч/год;

$EG_{AVR}$ — среднегодовое валовое количество электроэнергии, выработанной электростанцией в течение трех предшествующих последовательных лет до внедрения проектных мероприятий, МВт · ч/год;

$EG_{max}$ — максимальное годовое количество электроэнергии, которое могла бы выработать электростанция до внедрения проектных мероприятий, МВт · ч/год;

$EF_{BL,plant,y}$ — базовый коэффициент выбросов электростанции в году $y$, т. е. выбросы $CO_2$, приходящиеся на выработку электроэнергии, если в качестве топлива на электростанции продолжилось бы использование угля и/или нефтяного топлива, т $CO_2$/МВт · ч;

$EF_{grid,y}$ — сетевой коэффициент выбросов сети, к которой подсоединена проектная электростанция, т $CO_2$/МВт · ч;

MIN — выбирается наименьшее значение из рассматриваемых;

0,97 — коэффициент дисконтирования, применяемый для обеспечения использования базовой линии ниже выбросов по сценарию «бизнес как обычно».

Максимальное годовое количество электроэнергии, которое могло бы быть произведено электростанцией (для поставки электроэнергии в сеть или зависимому потребителю) до внедрения проектных мероприятий $EG_{max}$, МВт · ч/год, рассчитывается по формуле

$$EG_{max} = CAP_{max} \cdot T_{max}, \quad (7)$$

где $CAP_{max}$ — максимальная мощность по выработке электроэнергии электростанцией до начала реализации проектной деятельности, МВт;

$T_{max}$ — максимальное количество времени, в течение которого электростанция могла бы работать с полной нагрузкой, до начала реализации проектной деятельности, ч.

---

[1] Если выработка электроэнергии на проектной электростанции после реализации проектных мероприятий превысит исторические уровни, трудно однозначно определить, является ли такое увеличение результатом проектной деятельности или произошло бы в любом случае. Если увеличение является результатом проектной деятельности, то проектная деятельность «вытесняет» электроэнергию из сети. Если увеличение выработки не является результатом проектной деятельности, замещается использование угля или нефтяного топлива на электростанции. Чтобы справиться с этой неопределенностью, в данной методологии в качестве консервативного подхода используется более низкий коэффициент выбросов между электростанцией, работающей на угле или нефтяном топливе, и сетевым коэффициентом выбросов.

Среднегодовое валовое количество электроэнергии, выработанной электростанцией в течение трех предшествующих последовательных лет до внедрения проектных мероприятий $EG_{AVR}$, МВт · ч/год, рассчитывают по формуле

$$EG_{AVR} = \frac{\sum_{x=1}^{3} EG_{P\,APP,x}}{3}, \quad (8)$$

где $EG_{P\,APP,x}$ — валовое количество электроэнергии, выработанной электростанцией в году $x$, МВт · ч/год;

$x$ — три последовательных года, непосредственно предшествующих началу осуществления проектной деятельности.

Базовый коэффициент выбросов электростанции до внедрения проектной деятельности $EF_{BL,plant,y}$ рассчитывают по формуле

$$EF_{BL,plant,y} = \frac{\sum_{i=1} BE_{i,y}}{EG_{AVR}}, \quad (9)$$

где $EF_{BL,plant,y}$ — базовый коэффициент выбросов электростанции в году $y$, т. е. выбросы $CO_2$, приходящиеся на выработку электроэнергии, если в качестве топлива на электростанции продолжилось бы использование угля и/или нефтяного топлива, т $CO_2$/МВт · ч;

$BE_{i,y}$ — базовые выбросы $CO_2$ от сжигания топлива $i$ в год $y$, т $CO_2$/год;

$EG_{AVR}$ — среднегодовое валовое количество электроэнергии, выработанной электростанцией в течение трех предшествующих последовательных лет до внедрения проектных мероприятий, МВт · ч/год;

$i$ — виды ископаемых топлив, использованные на электростанции до реализации проектных мероприятий.

Базовые выбросы $CO_2$ от сжигания топлив $i$ в год $y$ $BE_{i,y}$, т $CO_2$/год, рассчитываются с использованием исторических данных о среднегодовом потреблении топлив $i$ до реализации проектных мероприятий и соответствующих коэффициентов выбросов топлив $i$ в году $y$ по следующей формуле:

$$BE_{i,y} = FC_{AVR,i} \cdot EF_{i,y}, \quad (10)$$

где $FC_{AVR,i}$ — среднегодовое потребление топлива $i$ электростанцией за три последних года до внедрения проектных мероприятий, т у.т;

$EF_{i,y}$ — коэффициент выбросов $CO_2$ от сжигания топлива $i$ в год $y$, т $CO_2$/т у.т. Принимается согласно справочным коэффициентам категории «стационарное сжигание топлива» [7] или на основе фактических сведений о составе топлив в году $y$.

Среднегодовое потребление топлива $i$ электростанцией за три последовательных года, непосредственно предшествующих началу осуществления проектной деятельности $FC_{AVR,i}$, т $CO_2$/год, рассчитывают по следующей формуле:

$$FC_{AVR,i} = \frac{\sum_{x=1}^{3} FC_{i,x}}{3}, \quad (11)$$

где $FC_{i,x}$ — потребление топлива $i$ электростанцией, участвующей в проекте в год $x$;

$x$ — три последовательных года, непосредственно предшествующих началу осуществления проектной деятельности.

В случае если проектная электростанция вырабатывает одновременно электрическую и тепловую энергию, параметр $FC_{i,x}$ должен учитывать распределение расхода топлива $i$ в год $x$ на электрическую и тепловую энергию, производимую в режиме когенерации.

Разделение расхода топлива $i$ на электрическую энергию необходимо осуществлять по одному из методов: физический, пропорциональный и др. Метод распределения должен быть одинаковым для каждого года $x$.

Разработчик проекта может самостоятельно определять метод распределения топливных затрат. Разработчику проекта следует руководствоваться документом [8] или [9].

Необходимо, чтобы выбранный метод для распределения расхода топлива не менялся в течение всего зачетного периода климатического проекта.

## 6 Требования к срокам выполнения проекта

Начало зачетного периода может быть установлено не ранее 2 июля 2021 г. и не позднее чем через год после даты начала проектной деятельности. Заявление на валидацию проекта должно быть подано не позднее даты завершения зачетного периода.

Зачетный период не должен превышать период, для которого базовая линия является наиболее вероятным сценарием с учетом нормативных сроков эксплуатации оборудования и актуализации информационно-технических справочников по НДТ. Зачетный период для одного проекта не должен превышать непрерывно 5 лет с возможностью последующего продления не более двух раз на периоды не более 5 лет подряд или не должен превышать непрерывно 10 лет без возможности продления.

В случае изменения зачетного периода процедура валидации в отношении проекта проводится повторно.

Положения данного раздела действуют, если иное не предусмотрено законодательством.

## 7 Требования дополнительности

Разработчику проекта необходимо в сведениях о проекте продемонстрировать дополнительность проектной деятельности.

Дополнительность может быть продемонстрирована в соответствии с требованиями законодательства [3] и положениями других стандартов системы стандартов реализации климатических проектов с учетом особенностей, изложенных в настоящем разделе.

Для демонстрации того, что предлагаемая проектная деятельность не рассматривается как «распространенная практика», необходимо привести обоснование. Общая практика в зависимости от региона осуществления климатического проекта может отличаться. В случае с региональной спецификой важное значение имеют показатели использования местных видов топлива. Например, для регионов Сибири и Дальнего Востока угольная генерация исторически имела крайне важное значение. Основные препятствия для перехода на другие виды топлива связаны с отсутствием централизованной энергетической инфраструктуры на большей части макрорегиона и государственным регулированием цен на электроэнергию. Другим примером является демонстрация факторов поддержания и роста поставок угля на электростанции в регионах, описание устойчивости энергетического сектора и др. Исполнителю проекта следует продемонстрировать основные препятствия, которые свойственны данному климатическому проекту, например отсутствие энергетической (централизованной) инфраструктуры, государственное регулирование цен на электроэнергию в регионе, стоимость оборудования и его доступность, и т. д. Все эти факторы в совокупности необходимо рассматривать для анализа распространенной практики.

## 8 Требования к плану мониторинга

Все данные, которые являются частью мониторинга выбросов по проекту, должны архивироваться в электронном виде и храниться не менее двух лет после окончания последнего зачетного периода.

Все параметры (100 % данных), необходимые для количественного определения выбросов, должны контролироваться и быть частью системы мониторинга выбросов (если не указано иное). Все измерения должны проводиться с помощью калиброванного измерительного оборудования в соответствии с отраслевыми стандартами.

Перечень параметров, которые необходимы для контроля и мониторинга выбросов, представлен в приложении А (таблица А.1).

Данные и параметры, которые не требуют постоянного мониторинга, должны быть рассчитаны один раз и оставаться зафиксированными в течение всего зачетного периода. Список параметров, которые фиксируются однократно и не входят в систему мониторинга выбросов, представлен в приложении А (таблица А.2).

## 9 Проектный сценарий

### 9.1 Выбросы в рамках климатического проекта

Выбросы от проектной деятельности (проектные выбросы) необходимо рассчитывать на основе того же подхода, который был выбран в отношении расчета выбросов по базовому сценарию.

Для данного типа проекта проектные выбросы $PE_y$, т $CO_2$/год, в течение года $y$ рассчитывают по формуле

$$PE_y = PE_{FC,j,y} + EC_{PJ,aux,y} \cdot EF_{grid,y}, \quad (12)$$

где $PE_{FC,j,y}$ — проектные выбросы от сжигания природного газа и использования вспомогательного ископаемого топлива на электростанции в рамках проектной деятельности в году $y$, т $CO_2$;

$EC_{PJ,aux,y}$ — потребление дополнительной электроэнергии в рамках проектной деятельности в году $y$, МВт · ч[1)];

$EF_{grid,y}$ — сетевой коэффициент выбросов сети, к которой подключена электростанция, т $CO_2$/МВт · ч.

Если электростанция поставляет электроэнергию зависимому(ым) пользователю(ям), проектные выбросы не включают $EC_{PJ,aux,y}$ и $EF_{grid,y}$.

Если проектная электростанция вырабатывает одновременно электрическую и тепловую энергию, распределение расхода топлива на электрическую и тепловую энергию, производимую в режиме когенерации, необходимо осуществлять по методу, аналогично применяемому в базовом сценарии.

Для определения проектных выбросов от сжигания природного газа и использования вспомогательного ископаемого топлива необходимо руководствоваться методикой количественного определения объемов выбросов ПГ и поглощений ПГ, утвержденной [7]. При проведении измерений участники проекта должны задокументировать результаты таких измерений после реализации проектной деятельности в своих отчетах по мониторингу.

Сокращение выбросов в результате проектной деятельности $ER_y$, т $CO_2$/год, в течение заданного года $y$ представляет собой разницу между выбросами $BE_y$ в базовом году $y$ и проектными выбросами $PE_y$ в течение года $y$, и выбросами в результате утечек в ходе реализации проекта $LE_y$ в году $y$ и представлено формулой

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y, \quad (13)$$

где $BE_y$ — выбросы по базовому сценарию в течение года $y$, т $CO_2$/год;

$PE_y$ — проектные выбросы в течение года $y$, т $CO_2$/год;

$LE_y$ — утечки в ходе реализации проекта в году $y$, т $CO_2$/год.

В процессе реализации климатического проекта разработчики проекта могут столкнуться с определенными рисками и барьерами. Для оценки рисков разработчику проекта следует разработать матрицу рисков. Более подробно см. приложение Б.

## 10 Оценка выбросов от утечек проектной деятельности

Согласно [3] на этапе валидации описание проекта должно включать описание риска увеличения выбросов ПГ и/или уменьшения их поглощения вне границ проекта, вызванного мероприятиями проекта (утечек), с обоснованием взаимосвязи, предполагаемый размер такого увеличения и/или уменьшения на основе имеющихся у исполнителя проекта данных, а также планируемые меры по его предотвращению или минимизации. Кроме того, план мониторинга должен предусматривать учет утечек (при наличии), а также описание мер по предотвращению или минимизации утечки. По итогам

---

[1)] Предполагается, что для покрытия потерь при производстве электроэнергии электростанции потребляют электроэнергию из общей сети. В данном случае необходимо учитывать расход электроэнергии на собственные производственные нужды электростанции (в случае когенерации тепла и электроэнергии также вычитаются собственные затраты на производство тепловой энергии).

оценки результатов проекта количество подлежащих выпуску углеродных единиц уменьшается согласно массе утечки.

Для данного типа проектной деятельности необходимо учитывать утечки от продолжения использования выведенного из эксплуатации оборудования (если оно продолжает использоваться на другом объекте генерации) и выбросы вверх по цепочке поставок, то есть выбросы ПГ, связанные с добычей топлива, его переработкой, сжижением, транспортировкой, регазификацией и распределением ископаемых видов топлива за пределами границ проекта — до этапа, когда топливо попадает на объект проектной деятельности. Необходимо сравнить утечки вверх по цепочке поставок при использовании угля/нефтяного топлива и природного газа.

Утечки вверх по цепочке в году $y$ могут быть определены с помощью коэффициентов, доступных разработчику проекта, национальных специальных исследований или доступной специализированной базы данных ОЖЦ[1)], основанной на достоверных данных.

Исполнителю проекта следует сослаться в сведениях о проекте на источник данных, который был использован для оценки утечек от топлива, и описать свойства выбранных коэффициентов.

Оценка выбросов от утечек вверх по цепочке поставок в ходе реализации проекта $LE_{US,y}$, т $CO_2$е/год, рассчитывается по формуле

$$LE_{US,y} = (FC_{project,i,y} \cdot EF_{default,NG,y}) - (FC_{baseline,i,y} \cdot EF_{default,C(P),y}), \quad (14)$$

где $FC_{project,i,y}$ — количество природного газа, использованного в проектном сценарии в году $y$, тыс. м$^3$ или ТДж;

$EF_{default,NG,y}$ — коэффициент выбросов по умолчанию для утечек вверх по цепочке поставок, связанный с потреблением природного газа в году $y$, т $CO_2$е/ед.

$FC_{baseline,i,y}$ — количество угля или нефтяного топлива, использованного в базовом сценарии в году $y$, т или ТДж;

$EF_{default,C(P),y}$ — коэффициент выбросов по умолчанию для утечек вверх по цепочке поставок, связанный с потреблением угля/нефтяного топлива в году $y$, т $CO_2$е/ед.

Если суммарный эффект утечек вверх по цепочке поставок от проектной деятельности является отрицательным $LE_{US,y} < 0$, участники проекта должны принять $LE_{US,y} = 0$.

Для предотвращения утечек, которые могут возникнуть в результате повторного использования, выведенного из эксплуатации (списанного) оборудования, необходимо документально подтвердить утилизацию замененного оборудования.

В противном случае необходимо учесть в качестве утечки выбросы от продолжения генерации электроэнергии с помощью выведенного из эксплуатации оборудования, аналогично подходу к оценке выбросов $PE_{FC,j,y}$ в проектном сценарии.

## 11 Минимизация риска непостоянства

Не применимо для данного типа проекта.

## 12 Методы предотвращения двойного учета, негативных воздействий на окружающую среду и общество

Климатический проект должен демонстрировать соответствие всем требованиям законодательства в той юрисдикции, где он расположен. Разработчику проекта необходимо минимизировать риск того, что его проект может привести к негативным последствиям для местных сообществ, биоразнообразия и окружающей среды. Проекты не должны приводить к увеличению загрязнения атмосферы, почвы, поверхностных и грунтовых вод, а также к конфликтам между сообществами, проблемам землевладения, принудительному выселению, нарушениям прав человека или ухудшению состояния здоровья населения.

---

[1)] Примеры базы данных: база данных DEFRA, программное обеспечение SimaPro для ОЖЦ, база данных Ecoinvent, отчеты отраслевых ассоциаций и т. д.

Исполнителю проекта необходимо приложить усилия, чтобы избежать двойного учета[1)] между границами проекта, между отчетностью компании и отчетностью по проекту, между отчетностью разных компаний, между субъектами Российской Федерации.

Особого внимания требует предотвращение двойного учета, в случае если климатический проект осуществляется субъектом регулирования [10]. В таком случае достигнутое сокращение выбросов должно быть источником выпуска или только углеродных единиц, или только единиц выполнения квоты. Исполнитель проекта должен предоставить подтверждение, что достигнутое сокращение используется только один раз.

## 13 Рекомендации в отношении изменения и/или сохранения базовой линии в случае продления зачетного периода и проектной деятельности

При продлении зачетного периода проект подлежит процедуре повторной валидации органом по валидации и верификации для определения необходимых обновлений базовой линии, дополнительности и количественной оценки сокращений выбросов.

Для обновления базовой линии пересматриваются и обновляются основные параметры и допущения, используемые в установленном базовом подходе. Базовая линия должна отражать условия начала нового зачетного периода и быть действительной в течение этого периода.

Дополнительность при возобновлении зачетного периода проверяется на дату начала нового зачетного периода.

---

[1)] Двойной учет может иметь место, если две или более подотчетные организации будут отвечать за одни и те же выбросы или поглощения ПГ. Двойной учет может также произойти внутри одной организации, если такие выбросы учитываются по разным категориям (что не должно происходить). См. ГОСТ Р 56267—2014/ISO/TR 14069:2013 и ГОСТ Р ИСО 14080—2021.

## Приложение А
## (справочное)

## Перечень параметров мониторинга и предварительно фиксируемых параметров

А.1 Параметры, необходимые для контроля и мониторинга выбросов, представлены в таблице А.1.

Таблица А.1 — Параметры, необходимые для контроля и мониторинга выбросов

| Данные/ параметр | Единица измерения | Описание | Источник данных | Порядок проведения измерений (при наличии) | Периодичность мониторинга | Комментарии |
|---|---|---|---|---|---|---|
| $EG_{PJ,y}$, $EC_{PJ,aux,y}$ | МВт | Выработка электроэнергии/ потребление дополнительной электроэнергии проектной электростанцией в году *y* | Измерения на месте | С помощью счетчиков электроэнергии | Непрерывно, годовое агрегирование | Результаты учета должны быть отражены в формах статистического наблюдения № 23-Н и № 6-ТП |
| $EF_{BL,plant,y}$ | т $CO_2$/МВт · ч | Базовый коэффициент выбросов проектной электростанции в году *y* | Расчетный способ | — | Годовое агрегирование | Рассчитывается как соотношение между произведенными выбросами на электростанции (расчет согласно категории «стационарное сжигание топлива», [7]) и валовой выработкой электроэнергии электростанцией в году *y* |
| $EF_{grid,y}$ | т $CO_2$/МВт · ч | Коэффициент выбросов энергосистемы (сетевой коэффициент), к которой подключена электростанция | См. приложение В | — | Годовое агрегирование | — |
| $FC_{P\,APP,i,y}$ | Массовая или объемная величина | Количество ископаемого топлива вида *i* (уголь/нефтяное топливо/природный газ), сожженного/потребленного проектной электростанцией в году *y* | Измерения на месте | Нефтяное топливо/ природный газ — с использованием расходомеров-счетчиков (массовый или объемный показатель). Уголь — с использованием конвейерных весов/данные по накладным поставщиков | Непрерывное | Соответствие измеренного количества потребленного топлива должно быть перепроверено с помощью годового топливно-энергетического баланса (ТЭБ), который основан на данных о закупках (поставках) и изменениях запасов. В тех случаях, когда счета-фактуры на закупленное топливо могут быть указаны конкретно для проекта, измеренные объемы потребления топлива также должны быть сверены с имеющимися счетами-фактурами на закупку из финансовых отчетов. Результаты учета топливных ресурсов должны быть отражены в форме статистического наблюдения № 4-ТЭР |

А.2 Предварительно фиксируемые параметры представлены в таблице А.2.

Таблица А.2 — Предварительно фиксируемые параметры

| Данные/параметр | Единица измерения | Описание | Источник данных | Порядок проведения измерений (при наличии) | Периодичность мониторинга | Комментарии |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Установленная мощность | МВт | Установленная мощность проектной электростанции | Прямые данные с электростанции | Установленная мощность электростанции после перевода на природный газ должна быть проверена по результатам аттестации генерирующего оборудования, осуществляемой субъектом оперативно-диспетчерского управления в порядке, определенном «Правилами оптового рынка электрической энергии и мощности» и договором о присоединении к торговой системе оптового рынка | — | Изменения установленной мощности электростанции должны оставаться в пределах от +5 % до –1 % до и после смены топлива, для соответствия проекта данной методологии в соответствии с условиями применимости (глава 2) |
| $EG_{PAPP,x}$ | МВт · ч/год | Валовое количество электроэнергии, выработанной электростанцией в году, *x*, где *x* — это три последовательных года, непосредственно предшествующих началу осуществления проектной деятельности | Производственные журналы на проектной электростанции | — | — | Результаты учета должны быть отражены в формах статистического наблюдения № 23-Н и № 6-ТП |
| $FC_{i,y}$ | Массовая или объемная величина | Количество ископаемого топлива вида *i*, сожженного/потребленного на электростанции в рамках проектной деятельности в году *x*, где *x* — это три последовательных года, непосредственно предшествующих началу осуществления проектной деятельности | Производственные журналы на проектной электростанции | — | — | Результаты учета топливных ресурсов должны быть отражены в форме статистического наблюдения № 4-ТЭР |

**Приложение Б**
**(справочное)**

## Управление рисками

В рамках реализации проекта рекомендуется разработать систему оценки рисков с описанием наиболее вероятных рисков, которые могут возникнуть на всех этапах реализации климатического проекта. Для такой оценки разработчику проекта следует разработать подробную матрицу, содержащую, как минимум, следующую информацию:

- основные этапы реализации климатического проекта;
- описание рисков, которые могут возникнуть на каждом этапе климатического проекта;
- описание вероятности наступления рисков. Для этого могут быть использованы варианты рейтинга «низкий, средний, высокий» или любые другие понятные числовые шкалы;
- описание влияния каждого риска на результаты всего проекта. Это также может быть сделано с использованием рейтинга «низкий, средний, высокий» или любого другого — понятной числовой шкалы;
- описание периода влияния каждого риска на весь климатический проект;
- разработка мер по минимизации или предотвращению каждого вида рисков;
- указывается время реализации каждой меры, которая снижает или предотвращает возникновение рисков.

Пример шаблона с матрицей риска указан в таблице Б.1.

Таблица Б.1 — Шаблон матрицы рисков

| Стадия реализации климатического проекта | Описание рисков | Вероятность возникновения | Влияние на проект | Период воздействия | Методы минимизации рисков | Период реализации |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Низкая<br>Средняя<br>Высокая | Низкое<br>Среднее<br>Высокое | Подготовительный период<br>1—2 года после внедрения<br>Весь период действия климатического проекта | Подробное описание мер по снижению каждого риска | Описание сроков реализации этих мероприятий |
| | | Шкала от 1 до 5 или другие | Шкала от 1 до 5 или другие | | | |

## Приложение В
## (справочное)

## Рекомендуемый подход для определения коэффициента выбросов от энергосистемы (сетевого коэффициента выбросов)

В.1 Данное приложение содержит рекомендуемые подходы для определения сетевого коэффициента выбросов. Разработчик проекта в праве самостоятельно определить иной наиболее актуальный подход и источники информации, если они для него доступны.

Положения данного приложения действуют, если иное не предусмотрено законодательством.

В.2 При наличии исходных данных, требуемых для расчета сетевого коэффициента выбросов, используемого в базовом и проектном сценариях, разработчик климатического проекта в праве рассчитать его самостоятельно (предпочтительный вариант). Для этого рекомендуется использовать [11] и принципы учета косвенных энергетических выбросов, заложенные в ГОСТ Р ИСО 14064-1.

Для определения сетевого коэффициента используется региональный метод количественного определения косвенных энергетических выбросов, который отражает среднюю интенсивность выбросов ПГ на объектах, генерирующих электрическую энергию (в границах проектной деятельности) [11].

Согласно ГОСТ Р ИСО 14064-1 (приложение Е) выбросы от импортированной электроэнергии должны быть определены разработчиком проекта количественно с использованием подхода на основе местоположения[1)] путем применения коэффициента выбросов, который наилучшим образом характеризует соответствующую энергосистему, т. е. выделенную линию передачи, местный, региональный или национальный коэффициент выбросов в среднем по энергосистеме. Усредненные по энергосистеме коэффициенты выбросов должны относиться к выбросам отчетного года при наличии или, в противном случае, самого последнего доступного года. Усредненные по энергосистеме коэффициенты выбросов для импортированной электроэнергии должны быть основаны на усредненной структуре потребления из энергосистемы, откуда потребляется электроэнергия.

Сетевые коэффициенты выбросов могут также включать другие косвенные выбросы, связанные с производством электроэнергии, такие как потери при передаче и распределении.

В случае поступления в сеть энергии от объектов когенерации необходимо использовать подходы разделения различных форм энергии[2)].

В.3 Объединение участников оптового энергорынка и компания, обеспечивающая организацию оптовой и розничной торговли электрической энергией, разработали концепцию расчета и публикации коэффициентов выбросов ПГ энергосистемы Российской Федерации[3)]. По результатам экспертной оценки независимыми международными аудиторами выдано свидетельство о заверении и получено заключение о валидации[4)].

В настоящее время информация о коэффициенте выбросов ПГ энергосистемы Российской Федерации размещается в соответствующей базе данных[4)]. В отсутствие возможности самостоятельного расчета сетевого коэффициента выбросов разработчик проекта может ориентироваться на информацию данного ресурса (менее предпочтительный вариант).

В случае наличия информации о коэффициентах выбросов несертифицированного остатка генерации рекомендуется использовать их.

В.4 По расчетам Международного энергетического агентства (IEA) коэффициент выбросов энергосистемы в Российской Федерации составляет 350 г/кВт · ч[5)]. Коэффициент отражает среднюю углеродоемкость генерации электроэнергии и тепла для Российской Федерации.

---

1) Подход на основе местоположения — это метод количественного определения косвенных выбросов от электроэнергии на основе средних коэффициентов выбросов от производства энергии для определенного географического местоположения, включая местные, региональные или национальные границы.

2) Например, расчет удельных расходов условного топлива согласно [9].

3) Концепция расчета и публикации коэффициентов выбросов ПГ энергосистемы Российской Федерации URL: gost.e-ecolog.ru (дата обращения — 20 января 2026 г.).

4) В рамках процедуры валидации проведена детальная проверка Концепции на ее соответствие требованиям основных международных стандартов в области учета и отчетности о выбросах ПГ (TÜV AUSTRIA). По итогам проверки Концепция признана международными экспертами соответствующей высоким международным стандартам и передовому мировому опыту расчета коэффициентов выбросов энергосистем. URL: gost.e-ecolog.ru sites/default/files/zaklyuchenie_o_validacii_koncepcii.pdf (дата обращения — 20 января 2026 г.).

5) gost.e-ecolog.ru . Использование данного ресурса разработчиком проекта является наименее предпочтительным из всех вариантов (дата обращения — 20 января 2026 г.).

В.5 Методы и подходы, применяемые разработчиком проекта к определению сетевого коэффициента, следует задокументировать и указать в сведениях о проекте. Необходимо обосновать выбранную методику расчета, раскрыть информацию об источнике используемых исходных данных, прозрачно и точно задокументировать собственную процедуру расчета сетевого коэффициента или описать свойства выбранного и применяемого сетевого коэффициента.

## Библиография


[1] Федеральный закон от 2 июля 2021 г. № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов»

[2] ACM0011: Large-scale Consolidated Methodology: Fuel switching from coal and/or petroleum fuels to natural gas in existing power plants for electricity generation, Version 03.0 (пер. с англ.: Консолидированная методология для крупномасштабных проектов: переход с угольного и/или нефтяного топлива на природный газ на действующих электростанциях для выработки электроэнергии, версия 03.0)

[3] Приказ Министерства экономического развития Российской Федерации от 11 мая 2022 г. № 248 «Об утверждении критериев и порядка отнесения проектов, реализуемых юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями или физическими лицами, к климатическим проектам, формы и порядка представления отчета о реализации климатического проекта»

[4] Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»

[5] Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 27 ноября 2020 г. № 1062 «Об утверждении Порядка создания и использования тепловыми электростанциями запасов топлива, в том числе в отопительный сезон»

[6] Постановление Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности»

[7] Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 27 мая 2022 г. № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов»

[8] РД 34.08.552-95 Методические указания по составлению отчета электростанции и акционерного общества энергетики и электрификации о тепловой экономичности оборудования

[9] Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 12 сентября 2016 г. № 952 «Об утверждении Методических указаний по распределению удельного расхода условного топлива при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, применяемых в целях тарифного регулирования в сфере теплоснабжения»

[10] Федеральный закон от 6 марта 2022 г. № 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»

[11] Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 29 июня 2017 г. № 330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов»

УДК 502.3:006.354

ОКС 03.060
13.020.20

Ключевые слова: парниковые газы, климатические проекты, методика

Редактор *Е.Ю. Митрофанова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *М.И. Першина*
Компьютерная верстка *М.В. Малеевой*

Сдано в набор 09.02.2026. Подписано в печать 04.03.2026. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 2,79. Уч.-изд. л. 2,37.

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