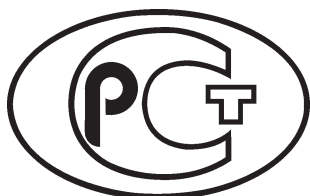

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО
ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ



ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ
СТАНДАРТ
РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ

ПНСТ
900—
2023

СИСТЕМА СТАНДАРТОВ РЕАЛИЗАЦИИ КЛИМАТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ

Методика для проектов по сокращению выбросов
парниковых газов при использовании попутного
нефтяного газа из нефтяных скважин
в качестве сырья вместо сжигания на факелах
(или рассеивания)

Издание официальное

Москва
Российский институт стандартизации
2024

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 25 декабря 2023 г. № 107–пнст

Правила применения настоящего стандарта и проведения его мониторинга установлены в ГОСТ Р 1.16—2011 (разделы 5 и 6).

Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии собирает сведения о практическом применении настоящего стандарта. Данные сведения, а также замечания и предложения по содержанию стандарта можно направить не позднее, чем за 4 мес до истечения срока его действия, разработчику настоящего стандарта по адресу: 125167, Москва, вн.тер.г. муниципальный округ Аэропорт, ул. Красноармейская, д.11, корп.1, и/или в Федеральное агентство по техническому регулированию и метрологии по адресу: 123112 Москва, Пресненская набережная, д. 10, стр. 2.

В случае отмены настоящего стандарта соответствующая информация будет опубликована в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты» и также будет размещена на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (www.rst.gov.ru)

© Оформление. ФГБУ «Институт стандартизации», 2024

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	2
5 Определение базовой линии	5
6 Требования к срокам выполнения проекта	17
7 Требования дополнительности	17
8 Требования к плану мониторинга	18
9 Проектный сценарий	18
10 Оценка выбросов от утечек проектной деятельности	26
11 Минимизация риска непостоянства	26
12 Методы предотвращения двойного учета негативных эффектов на окружающую среду и общество	26
13 Рекомендации в отношении изменения и/или сохранения базовой линии в случае продления зачетного периода и проектной деятельности	27
Приложение А (справочное) Рекомендации по подтверждению дополнительности проектной деятельности	28
Библиография	34

Введение

Практика реализации климатических проектов была начата в период действия Киотского протокола. После его окончания торговля сокращениями выбросов парниковых газов 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, подписанное 194 странами после окончания Киотского протокола, предусматривает в том числе рыночные механизмы сокращения выбросов парниковых газов и передачу на международном уровне результатов реализации мероприятий по предотвращению изменения климата. Таким образом, рыночные механизмы поддержки проектов по сокращению выбросов парниковых газов активно развиваются как на локальном, так и на глобальном уровнях.

В рамках функционирования вышеназванных механизмов постепенно выработывались 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 парниковых газов, в том числе в отношении реализации климатических проектов и определения углеродного следа.

Комплекс национальных стандартов «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. Стандарты представляют собой руководящие документы в области реализации отдельных типов климатических проектов. Целями разрабатываемого комплекса национальных стандартов «Система стандартов реализации климатических проектов» являются:

- оказание содействия государственным и частным компаниям, промышленным предприятиям, а также регулирующим органам по выполнению их обязательств по сокращению выбросов парниковых газов 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».

ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

СИСТЕМА СТАНДАРТОВ РЕАЛИЗАЦИИ КЛИМАТИЧЕСКИХ ПРОЕКТОВ

Методика для проектов по сокращению выбросов парниковых газов при использовании попутного нефтяного газа из нефтяных скважин в качестве сырья вместо сжигания на факелах (или рассеивания)

System of standards for implementing carbon offsetting projects.
Methodology for carbon offsetting projects for reducing greenhouse gas emissions by using associated petroleum gas from oil wells as a feedstock instead of flaring (or dispersing)

Срок действия — с 2024—01—01
до 2026—01—01

1 Область применения

В настоящем стандарте установлена методика реализации проектов по извлечению попутного нефтяного газа из нефтяных скважин, который ранее сжигался на факелах, для его утилизации на существующей или новой установке конечного использования и производства полезного химического продукта.

Соответствие требованиям настоящего стандарта может быть заявлено при выполнении всех требований настоящего стандарта за исключением рекомендательных требований, указанных в разделе 6, а также требований по управлению рисками.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ Р ИСО 14064-1—2021 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 14067 Газы парниковые. Углеродный след продукции. Требования и руководящие указания по количественному определению

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

П р и м е ч а н и е — 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 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 сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 **попутный (нефтяной) газ**; ПНГ: Газ горючий природный (растворенный газ или смесь растворенного газа и газа из газовой шапки) из всех видов месторождений углеводородного сырья, добываемый через нефтяные скважины.

3.1.2 **установка конечного использования**: Промышленная установка, комплекс или завод, в том числе не принадлежащий недропользователю, на которых ПНГ используется в качестве сырья в целях переработки и получения продукции или в рамках деятельности по проекту.

3.1.3 **существующая установка**: Установка конечного использования, которая эксплуатировалась до осуществления деятельности по проекту.

3.1.4 **новая установка**: Новая установка конечного использования, которая строится при реализации деятельности по проекту.

3.1.5 **полезный химический продукт**: Химическое вещество, полученное с использованием ПНГ в качестве сырья на установке конечного использования (например, метанол, сухой отбензиненный газ, сжиженный углеводородный газ, стабильный конденсат, этилен или аммиак), имеющее рыночную стоимость.

3.1.6 **потери в сетях**; TDL: Средний уровень потерь электрической/тепловой энергии при передаче и распределении, а также потери горячей, питьевой, технической воды при производстве и транспортировке.

3.1.7 **парниковый газ**; ПГ: Газообразная составляющая атмосферы как природного, так и антропогенного происхождения, которая поглощает и испускает инфракрасное излучение, исходящее от земной поверхности, атмосферы и облаков.

3.1.8 **зачетный период**: Период, в течение которого верифицированные сокращения выбросов ПГ или увеличение чистой антропогенной абсорбции ПГ поглотителями, связанные с деятельностью по климатическому проекту, в зависимости от ситуации могут привести к выпуску углеродных единиц.

Примечания

1 Временной период, который применяется к зачетному периоду деятельности по климатическому проекту, и то, является ли зачетный период возобновляемым или фиксированным, определяется в соответствии с разделом 6 «Требования к срокам выполнения проекта».

2 Все данные по объемам газа во всех уравнениях должны быть преобразованы в общепринятые стандартные значения температуры и давления. Плотность метана по умолчанию при 0 °С и 1 атм. составляет 0,0007170 т СН₄/м³.

3.2 Сокращения

В настоящем стандарте использованы следующие сокращения:

ВНД — внутренняя норма доходности;

НДТ — наилучшие доступные технологии;

ОВВ — органы по валидации и верификации;

ПТД — проектно-техническая документация;

ТИТЭС — технологически изолированная территориальная электроэнергетическая система.

4 Основные положения

4.1 Область применения методики

Методика, установленная в настоящем стандарте, применима к проектам, связанным с направлением ПНГ, который ранее сжигался на факелах, на существующую или новую установку конечного использования в качестве сырья для производства полезного химического продукта.

В случае если месторождение функционирует менее трех лет и, как следствие, данные о сжигании или отведении в атмосферу ПНГ за три года отсутствуют, для установления базовой линии необходимо применить один из альтернативных подходов, описанных в разделе 5.

4.2 Применимость методики

Методика, установленная в настоящем стандарте, применяется для проектов, в которых:

- ПНГ из нефтяной скважины, который ранее сжигался или стравливался в атмосферу в рамках установленных законодательством Российской Федерации нормативов в пределах границы проекта;
- ПНГ из нефтяной скважины, который используется в деятельности по проекту, сжигался на факелах или стравливался в атмосферу в течение последних трех лет до начала деятельности по проекту;
- в рамках деятельности по проекту ранее сжигаемый ПНГ используется в качестве сырья и, где это применимо, частично в качестве источника энергии в химическом процессе для производства полезного химического продукта (например, метанола, этилена или аммиака).

В таблице 1 приведены ключевые элементы методики:

Т а б л и ц а 1 — Ключевые элементы методики

Типовые проекты	ПНГ из нефтяных скважин, который ранее сжигался или стравливался в атмосферу, улавливается и используется в качестве сырья для производства химического продукта
Тип действий по сокращению выбросов ПГ	Использование в качестве сырья: предотвращение выбросов ПНГ, которые могли бы произойти при сжигании/стравливании ПНГ

В случае изменений в нормативно-правовой базе Российской Федерации по ПГ данная методика подлежит пересмотру с целью учета соответствующих изменений.

Данная методика нейтральна по отношению к программам по ПГ¹⁾. Если применяется программа по ПГ²⁾, то требования этой программы дополняют требования методики. Настоящая методика подготовлена на основе существующей методики, разработанной в рамках Механизма чистого развития [2] и включает в себя ее адаптацию под действующие российские нормативно-правовые акты и стандарты.

4.3 Границы проекта

В соответствии с настоящей методикой к границам проекта относятся:

- участок недр, на котором ПНГ был бы сожжен в отсутствие деятельности по проекту;
- инфраструктура, необходимая для подготовки ПНГ к транспорту до установки конечного использования;
- трубопровод от места предыдущего сжигания ПНГ до установки конечного использования.

При условии принадлежности недропользователю к границам проекта также относятся:

- установка конечного использования, использующая ПНГ в деятельности по проекту;
- установка(и), на которой(ых) был бы произведен полезный химический продукт в отсутствие деятельности по проекту.

¹⁾ Программа по парниковым газам; программа по ПГ (greenhouse gas programme; GHG programme): Добровольная или обязательная для исполнения международная, национальная или субнациональная система или схема, в рамках которой осуществляется инвентаризация, учет и управление выбросами ПГ, поглощением ПГ, сокращением выбросов или увеличением поглощения ПГ вне границ организации или проекта по ПГ (ГОСТ Р ИСО 14064, части 1—3).

²⁾ Пример программ по ПГ в России — ГОСТ Р ИСО 14064-1 (учет и управление выбросами ПГ на уровне организаций), ГОСТ Р ИСО 14064-2 (учет и управление выбросами ПГ на уровне проектов), ГОСТ Р ИСО 14067 (углеродный след продукции); на международном уровне — Европейская система торговли выбросами (ЕСТВ), Механизм чистого развития (МЧР), Стандарт отчетности по ПГ на уровне организации / проекта / жизненного цикла продукта и корпоративной цепочки стоимости (GHG Protocol), Стандарт углеродной верификации (Verified Carbon Standard, VCS), Золотой стандарт (Gold Standard) и пр.

Т а б л и ц а 2 — Краткий обзор газов и источников, включенных в границы проекта, а также обоснование/объяснение того, какие газы и источники не включены

Источник		Газ	Включен?	Обоснование/объяснение
Базовая линия	Сжигание газа	CO ₂	Да	Основной источник выбросов в базовой линии
		CH ₄	Да	Метан при сжигании ПНГ также выбрасывается в атмосферу в результате недожога газа
		N ₂ O	Нет	Предполагается незначительным
	Расход топлива на транспортировку ПНГ	CO ₂	Да	При использовании ископаемого топлива (кроме ПНГ) или электроэнергии (например, в трубопроводных компрессорах)
		CH ₄	Нет	Предполагается незначительным
		N ₂ O	Нет	Предполагается незначительным
	Фугитивные выбросы в результате транспортировки ПНГ	CO ₂	Нет	Предполагается незначительным
		CH ₄	Да	Фугитивные выбросы метана в атмосферу могут иметь место, если ПНГ транспортируется на факел по сценарию базовой линии
		N ₂ O	Нет	Предполагается незначительным
	Выбросы, связанные с производством полезного химического продукта в отсутствие деятельности по проекту	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Нет	Предполагается незначительным
		N ₂ O	Нет	Предполагается незначительным
Проектная деятельность	Расход топлива на транспортировку ПНГ	CO ₂	Да	При использовании ископаемого топлива (кроме ранее сжигаемого ПНГ) или электроэнергии (например, в трубопроводных компрессорах)
		CH ₄	Нет	Предполагается незначительным
		N ₂ O	Нет	Предполагается незначительным
	Фугитивные выбросы в результате транспортировки ПНГ	CO ₂	Нет	Предполагается незначительным
		CH ₄	Да	Фугитивные выбросы метана в атмосферу могут иметь место, если ПНГ транспортируется к установке конечного использования по проектному сценарию
		N ₂ O	Нет	Предполагается незначительным
	Фугитивные выбросы в результате аварий	CO ₂	Нет	Предполагается незначительным
		CH ₄	Да	Фугитивные выбросы метана в атмосферу могут иметь место в случае отказа оборудования, транспортирующего ПНГ к установке конечного использования по проектному сценарию
		N ₂ O	Нет	Предполагается незначительным
	(Дополнительная) энергия, используемая установкой конечного использования	CO ₂	Да	Включает использование ископаемого топлива и потребление электроэнергии на установке конечного использования
		CH ₄	Нет	Предполагается незначительным
		N ₂ O	Нет	Предполагается незначительным

В случае, если объекты внутри границ проекта, указанные в настоящей методике, принадлежат разным юридическим лицам (или находятся в оперативном управлении у разных юридических лиц), то

проектная документация должна включать в себя описание процедур исключения возможности двойного учета сокращения выбросов ПГ, потенциально достигаемых в результате проектной деятельности, закрепленных в договорных соглашениях.

5 Определение базовой линии

Базовая линия должна устанавливаться на основании текущих (фактических) или исторических выбросов, скорректированных в сторону уменьшения путем использования консервативных принципов.

С учетом тенденций развития международного углеродного рынка, в т. ч. переговорного процесса по правилам торговли сокращениями выбросов по статье 6 Парижского соглашения, разработчику проекта рекомендуется применить один из приведенных ниже принципов корректировки базовой линии с обоснованием целесообразности выбора:

- 1) использование в качестве базовой линии утвержденной НДТ;
- 2) практика сравнения бизнес-процессов и показателей эффективности на уровне среднего уровня выбросов 20 % наиболее эффективных сопоставимых видов деятельности, обеспечивающих аналогичные результаты и услуги в определенной сфере в аналогичных социальных, экономических, экологических и технологических условиях;
- 3) подход, основанный на текущих (фактических) или исторических выбросах, скорректированных в сторону уменьшения не менее чем на 3 %.

Приведенные подходы имеют рамочный характер, дающий общее понимание о способах определения базовых линий. Детализированный подход к определению базовой линии для данного типа проектов изложен в разделе 5.

Для определения правдоподобного сценария базовой линии выполняется процедура, состоящая из следующих этапов:

- этап 1: определение реалистичных и заслуживающих доверия альтернативных сценариев предлагаемой деятельности по проекту и исключение альтернатив, которые не соответствуют законодательным или нормативным требованиям;
- этап 2: оценка альтернативных сценариев предлагаемой деятельности по проекту и устранение альтернативных сценариев, которые сталкиваются с барьерами;
- этап 3: определение наиболее вероятной с учетом всех идентифицированных барьеров альтернативы (сценарий базовой линии).

Следует определить наиболее вероятный сценарий базовой линии в отношении:

- того, что произойдет с ПНГ из нефтяной скважины в случае отсутствия деятельности по проекту; и
- каким образом будет производиться полезный химический продукт, произведенный с использованием ПНГ, в отсутствие деятельности по проекту.

5.1 Этап 1. Определение реалистичных и заслуживающих доверия альтернативных сценариев предлагаемой деятельности по проекту и исключение альтернатив, которые не соответствуют законодательным или нормативным требованиям

Вероятные альтернативные сценарии базовой линии использования ПНГ могут включать:

- T1. Продолжение текущей ситуации: сжигание ПНГ на факельных установках на месторождении или за его пределами;
- T2. Использование ПНГ на месторождении для производства энергии;
- T3. Закачка ПНГ в нефтяной или газовый пласт;
- T4. Улавливание, транспортировка, переработка и распределение ПНГ конечным пользователям;
- T5. Предлагаемая деятельность по проекту без проекта: ПНГ используется в качестве сырья за пределами месторождения;
- T6. ПНГ транспортируется другим потребителям и используется с целью производства энергии.

Для использования ПНГ в рамках проектной деятельности в качестве сырья и, где применимо, частично в качестве источника энергии в процессе химического производства на конкретной установке возможные альтернативные сценарии производства полезного химического продукта (например, метанола, этилена или аммиака) могут включать:

- P1. Продукт производится на существующей производственной установке, а ПНГ, который исторически использовался в течение последних трех лет, используется в качестве сырья и, где это применимо, в качестве источника энергии;

Р2. Продукт производится на той же существующей производственной установке, а природный газ, который исторически использовался в течение последних трех лет, используется в качестве сырья и источника энергии вместо ПНГ;

Р3. Продукт производится на той же существующей производственной установке, а в качестве сырья и источника энергии вместо ПНГ используется другое топливо (например, нефтя), которое исторически использовалось в течение последних трех лет;

Р4. Продукт производится на новой производственной установке, установленной на том же участке и имеющей такую же или большую производственную мощность, как и проектная установка, но использующей ископаемое топливо (например, природный газ) вместо ПНГ в качестве сырья и, где это применимо, в качестве источника энергии (это может применяться, если новая производственная установка также будет создана на том же участке в отсутствие деятельности по проекту);

Р5. Продукт производится на существующих и/или новых производственных установках на других объектах (это может применяться, если ПНГ используется на новой производственной установке, созданной в результате деятельности по проекту, и на другом объекте в отсутствие проектной деятельности).

Участники проекта должны определить все реалистичные и заслуживающие доверия комбинации сценариев базовой линии со способами обращения с ПНГ (от Т1 до Т6) и производства полезного химического продукта (от Р1 до Р5). Эти комбинации следует учитывать при применении следующих этапов методики.

Все альтернативы базовой линии должны соответствовать всем применимым законодательным и нормативным требованиям, даже если эти законы преследуют иные цели, чем сокращение выбросов ПГ.

Если альтернатива не соответствует всем применимым законам и нормативным актам, следует исключить эту альтернативу, если на основе изучения текущей практики в стране или регионе, в котором применяется закон или нормативный акт, не будет продемонстрировано, что применимые законодательные или нормативные требования систематически не соблюдаются и что несоблюдение является широко распространенным явлением.

5.2 Этап 2. Оценка альтернативных сценариев предлагаемой деятельности по проекту и устранение альтернативных сценариев, которые сталкиваются с запретительными барьерами

Следует составить полный список барьеров, препятствующих реализации альтернативных сценариев. Поскольку «предлагаемая деятельность по проекту, не регистрируемая в качестве деятельности по климатическому проекту» должна быть одной из рассматриваемых альтернатив, в этот список должны быть включены любые препятствия, которые могут помешать осуществлению деятельности по проекту. Следует показать, реализации каких альтернатив препятствует хотя бы один из ранее выявленных барьеров, и исключить эти альтернативы из дальнейшего рассмотрения. Все альтернативы должны оцениваться для общего набора барьеров.

Если остается только одна альтернатива, то это будет сценарий базовой линии.

5.3 Этап 3. Определение наиболее вероятной альтернативы (сценарий базовой линии)

В тех случаях, когда после этапов 1 и 2 остается более одной надежной и вероятной альтернативы, альтернатива, которая приводит к наименьшему уровню выбросов при реализации базовой линии, считается сценарием базовой линии.

Методика применима только в том случае, если процедура выбора сценария базовой линии приводит к тому, что сжигание ПНГ на факелах (Т1) является наиболее вероятным сценарием базовой линии. Кроме того, методика применима только в том случае, если один из сценариев, описанных в таблице 3, является наиболее правдоподобным сценарием базовой линии. Следует объяснить в ПТД конкретную ситуацию деятельности по проекту и продемонстрировать, что деятельность по проекту и наиболее вероятный сценарий базовой линии соответствуют «описанию ситуации» в таблице 3 и соответствующим сценариям базовой линии для производства полезного химического продукта (от Р1 до Р5), как указано в соответствующем сценарии в таблице 3. Кроме того, участники проекта должны проверить, работают ли процедуры расчета сокращения выбросов надлежащим образом в конкретном контексте проекта. Если формулы не полностью соответствуют контексту проекта, следует запросить пересмотр или отклонение от этой методики.

Таблица 3 — Комбинации типов проектов и сценариев базовой линии, применимых к данной методике

№ сценария	Базовая линия	Сценарий
1	P1	В рамках проектной деятельности ранее сожженный в факелах ПНГ используется в качестве сырья и, где применимо, частично в качестве источника энергии в химическом процессе для производства полезного химического продукта (например, метанола, этилена или аммиака) на существующем объекте конечного использования. На момент начала проектной деятельности объект конечного использования имеет историю эксплуатации не менее трех лет. До реализации проектной деятельности предприятие конечного использования использовало ПНГ в качестве сырья и источника энергии для химического процесса и в отсутствие проектной деятельности продолжало бы это делать в течение всего зачетного периода. Добавление ПНГ не приводит к изменению качества полезного химического продукта и не приводит к снижению эффективности процесса производства полезного химического продукта (т. е. количество сырья и энергии, требуемое на количество произведенного полезного химического продукта, не увеличивается)
1	P2	В рамках проектной деятельности ранее сжигаемый в факелах ПНГ используется в качестве сырья и, где применимо, частично в качестве источника энергии в химическом процессе для производства полезного химического продукта (например, метанола, этилена или аммиака) <u>на существующем объекте конечного использования</u> . На момент начала проектной деятельности объект конечного использования имеет историю эксплуатации не менее трех лет. До реализации проектной деятельности предприятие конечного использования <u>использовало природный газ в качестве сырья и источника энергии</u> для химического процесса и в отсутствие проектной деятельности продолжало бы это делать в течение всего зачетного периода. Использование попутного газа вместо природного газа не приводит к изменению качества полезного химического продукта и не приводит к снижению эффективности процесса производства полезного химического продукта (т. е. количество сырья и энергии, требуемое на количество произведенного полезного химического продукта, <u>не увеличивается</u>), за исключением <u>энергии</u> , необходимой для обработки попутного газа перед его использованием в процессе
2	P3	В рамках проектной деятельности ранее сжигаемый в факелах ПНГ используется в качестве сырья и, где применимо, частично в качестве источника энергии в химическом процессе для производства полезного химического продукта (например, метанола, этилена или аммиака) <u>на существующем объекте конечного использования</u> . На момент начала проектной деятельности объект конечного использования имеет историю эксплуатации не менее трех лет. До реализации проектной деятельности предприятие конечного использования использовало ископаемое топливо (например, природный газ, нефть) в качестве сырья и источника энергии для химического процесса и в отсутствие проектной деятельности продолжало бы это делать в течение всего зачетного периода. Использование попутного газа вместо ископаемого топлива не приводит к изменению качества полезного химического продукта, но может привести к изменению <u>эффективности процесса</u> производства полезного химического продукта (т. е. <u>количество сырья и энергии</u> , необходимое на количество произведенного полезного химического продукта, <u>не такое же, как при проектной деятельности</u>). Кроме того, может потребоваться <u>дополнительная энергия для обработки попутного газа</u> перед его использованием в технологическом процессе
3	P4	В рамках проектной деятельности ранее сжигаемый ПНГ используется в качестве <u>сырья и</u> , где это применимо, частично в качестве <u>источника энергии</u> в химическом процессе для производства полезного химического продукта (например, метанола, этилена или аммиака) <u>на недавно созданном предприятии</u> конечного использования. В отсутствие проектной деятельности полезный химический продукт будет производиться <u>на новом производственном объекте</u> , который будет создан <u>на той же площадке</u> и будет иметь ту же производственную мощность, что и проектная установка, но в качестве сырья и источника энергии будет использоваться ископаемое(ые) топливо(а) (например, природный газ) вместо попутного газа

Окончание таблицы 3

№ сценария	Базовая линия	Сценарий
4	P5	В рамках проектной деятельности ранее сжигаемый в факелах ПНГ используется в качестве сырья и, где это применимо, частично в качестве источника энергии в химическом процессе для производства полезного химического продукта (например, метанола, этилена или аммиака) <u>на недавно созданном предприятии</u> конечного использования. Новое предприятие конечного использования <u>создается</u> в результате проектной деятельности и <u>не было бы создано</u> в отсутствие проектной деятельности. Таким образом, полезный химический продукт в отсутствие проектной деятельности производился бы на существующих и/или новых производственных объектах на других площадках

5.4 Выбросы по базовой линии

При отсутствии деятельности по проекту ПНГ будет транспортироваться на факел и подлежать сжиганию или рассеиванию в атмосферу¹⁾. Таким образом, выбросы при реализации базовой линии включают выбросы, связанные с транспортировкой и сжиганием ПНГ, $BE_{CO_2, flaring, y}$, $BE_{T, CO_2, y}$ и $BE_{T, CH_4, y}$. В отсутствие деятельности по проекту полезный химический продукт будет производиться с использованием другого сырья на основе ископаемого топлива. Следовательно, выбросы при реализации базовой линии также включают выбросы CO_2 от производства полезного химического продукта $BE_{CO_2, product, y}$ в отсутствие деятельности по проекту. Выбросы CO_2 по базовой линии BE_y , т CO_2 /год, рассчитывают следующим образом:

$$BE_y = BE_{CO_2, flaring, y} + BE_{T, CO_2, y} + BE_{T, CH_4, y} + BE_{CO_2, product, y} \quad (1)$$

где $BE_{CO_2, flaring, y}$ — выбросы CO_2 от сжигания ПНГ на факелах в год y , т CO_2 /год;

$BE_{T, CO_2, y}$ — выбросы по базовой линии CO_2 от энергии, необходимой для транспортировки ПНГ на факел в год y , т CO_2 /год;

$BE_{T, CH_4, y}$ — фугитивные выбросы CH_4 по сценарию базовой линии от транспортировки ПНГ на факел в год y , т CO_2 -экв/год;

$BE_{CO_2, product, y}$ — выбросы по базовой линии CO_2 от производства полезного химического продукта при отсутствии деятельности по проекту в год y , т CO_2 /год.

Источники выбросов рассчитываются в соответствии со следующими этапами:

- Этап 1. Расчет выбросов CO_2 от сжигания газа на факеле;
- Этап 2. Расчет выбросов CO_2 от сжигания топлива при транспортировке ПНГ на факел;
- Этап 3. Расчет неорганизованных выбросов CH_4 от транспортировки ПНГ на факел;
- Этап 4. Расчет выбросов CO_2 от производства полезного химического продукта при отсутствии

деятельности по проекту.

5.4.1 Этап 1. Расчет выбросов CO_2 от сжигания газа на факеле $BE_{CO_2, flaring, y}$

На данном этапе осуществляется расчет выбросов по базовой линии от сжигания на факелах, включая выбросы CO_2 и CH_4 от сжигания ПНГ и других смесей углеводородов в результате продувки скважин, опорожнения и продувки технологического оборудования и трубопроводов. Расчет также включает выбросы от сжигания топливных газов на факелах резервного сжигания, но не включает выбросы N_2O , которые могут возникнуть в результате сжигания углеводородных смесей на факелах. Выбросы CO_2 по базовой линии от сжигания на факеле в год y $BE_{i, flaring, y}$, т CO_2 /год, рассчитывают следующим образом:

$$BE_{i, flaring, y} = \sum_{i=1}^n (E_{i, y} \cdot GWP_i), \quad (2)$$

где GWP_i — потенциал глобального потепления для i -ПГ;

i — CO_2 , CH_4 ;

¹⁾ В ситуации, когда ПНГ был стравлен в базовой линии, выбросы по базовой линии оцениваются, как при предположении, что газ сжигается в факелах.

n — количество видов ПГ;
 $E_{i,y}$ — выбросы i -ПГ от сжигания углеводородных смесей на факеле за период y , т;

$$E_{i,y} = \sum_{j=1}^n (FC_{j,y} \cdot EF_{i,j,y}), \quad (3)$$

где $FC_{j,y}$ — расход j -углеводородной смеси на факельной установке за период y , тыс. м³ или т;
 $EF_{i,j,y}$ — коэффициент выбросов i -ПГ от сжигания j -углеводородной смеси на факельной установке за период y , т/тыс. м³ или т/т;
 i — CO₂, CH₄;
 j — вид углеводородной смеси;
 n — количество видов углеводородных смесей, сжигаемых на факеле.

Расход углеводородной смеси $FC_{j,y}$ на факелах в организации должен включать все виды углеводородной смеси, сжигаемой за отчетный период, а также расход топлива, используемого для поддержания горения на факеле.

Коэффициент выбросов CO₂ и CH₄ от сжигания углеводородной смеси на факеле $EF_{i,j,y}$ рассчитывают по формулам (4) — (6).

Расчет коэффициента выбросов CO₂ осуществляется следующим образом:

$$EF_{CO_2,j,y} = \left(W_{CO_2,j,y} + \sum_{i=1}^n (W_{i,j,y} \cdot n_{C,i}) \cdot (1 - CF_{j,y}) \right) \cdot \rho_{CO_2} \cdot 10^{-2}, \quad (4)$$

где $EF_{CO_2,j,y}$ — коэффициент выбросов CO₂ от сжигания j -углеводородной смеси на факельной установке за период y , т CO₂/1000 м³;
 $W_{CO_2,j,y}$ — содержание CO₂ в j -углеводородной смеси за период y , % об. или % моль;
 $W_{i,j,y}$ — содержание i -го компонента (кроме CO₂) в j -углеводородной смеси, % об. или % моль;
 $n_{C,i}$ — количество молей углерода на моль i -го компонента углеводородной смеси;
 $CF_{j,y}$ — коэффициент недожога j -углеводородной смеси на факельной установке за период y , доли;
 ρ_{CO_2} — плотность углекислого газа (CO₂), кг/м³ (см. таблицу 4).

Альтернативный способ расчета коэффициента выбросов CO₂

$$EF_{CO_2,j,y} = \left(W_{CO_2,j,y} + \sum_{i=1}^n \left(\frac{W_{i,j,y} \cdot n_{C,i} \cdot 44,011}{M_i} \right) \cdot (1 - CF_{j,y}) \right) \cdot \rho_{CO_2} \cdot 10^{-2}, \quad (5)$$

где $EF_{CO_2,j,y}$ — коэффициент выбросов CO₂ от сжигания j -углеводородной смеси на факельной установке за период y , т CO₂/1000 м³;
 $W_{CO_2,j,y}$ — содержание CO₂ в j -углеводородной смеси за период y , % масс;
 $W_{i,j,y}$ — содержание i -го компонента (кроме CO₂) в j -углеводородной смеси, % масс;
 $n_{C,i}$ — количество молей углерода на моль i -го компонента углеводородной смеси;
 M_i — молярная масса i -го компонента газообразного топлива, г/моль;
 $CF_{j,y}$ — коэффициент недожога j -углеводородной смеси на факельной установке за период y , доли;
 ρ_{CO_2} — плотность углекислого газа (CO₂), кг/м³ (см. таблицу 4);
 44,011 — молярная масса CO₂.

В качестве консервативного упрощения участники проекта могут принять коэффициент выбросов CH₄ равным нулю ($EF_{CH_4,j,y} = 0$). Предполагается, что сжигание на факеле приводит к полному окислению углерода в ПНГ, что приводит к консервативному сценарию базовой линии.

Расчет коэффициента выбросов CH₄ осуществляется следующим образом:

$$EF_{CH_4,j,y} = W_{CH_4,j,y} \cdot CF_{j,y} \cdot \rho_{CH_4} \cdot 10^{-2}, \quad (6)$$

где $EF_{CH_4,j,y}$ — коэффициент выбросов CH₄ от сжигания j -углеводородной смеси на факельной установке за период y , т CH₄/1000 м³;
 $W_{CH_4,j,y}$ — содержание CH₄ в j -углеводородной смеси за период y , % об. или % моль;

$CF_{j,y}$ — коэффициент недожога j -углеводородной смеси на факельной установке за период y , доли;

ρ_{CH_4} — плотность метана (CH_4), $кг/м^3$ (взята из таблицы 4).

Альтернативный способ расчета коэффициента выбросов CH_4

$$EF_{CH_4,j,y} = W_{CH_4,j,y} \cdot CF_{j,y} \cdot 10^{-2}, \quad (7)$$

где $EF_{CH_4,j,y}$ — коэффициент выбросов CH_4 от сжигания j -углеводородной смеси на факельной установке за период y , $т CH_4/1000 м^3$;

$W_{CH_4,j,y}$ — содержание CH_4 в j -углеводородной смеси за период y , % масс;

$CF_{j,y}$ — коэффициент недожога j -углеводородной смеси на факельной установке за период y , доли.

В случае отсутствия репрезентативных фактических данных за отчетный период о химическом составе углеводородной смеси, сжигаемой на факеле, полученных путем регулярных лабораторных анализов с использованием официально утвержденных методик и лабораторного оборудования, прошедшего поверку, откалиброванного и обслуживаемого в соответствии с требованиями законодательства, следует использовать коэффициенты выбросов, приведенные в таблице 5.

Коэффициент недожога углеводородной смеси на факельной установке $CF_{j,y}$ определяют экспериментально или принимают в соответствии с условиями 1 и 2 таблицы 6 в зависимости от условий сжигания углеводородной смеси (бессажевое или сажевое сжигание). При отсутствии фактических данных об условиях сжигания углеводородных смесей на факеле (бессажевое или сажевое сжигание) значения коэффициента недожога $CF_{j,y}$ для месторождений следует принимать в соответствии с условиями 3 таблицы 6.

Т а б л и ц а 4 — Плотность углекислого газа и метана для различных условий измерения

Условия измерения	Плотность углекислого газа (CO_2), $кг/м^3$	Плотность метана (CH_4), $кг/м^3$
273,15 К (0 °С); 101,325 кПа	1,9768	0,7170
288,15 К (15 °С); 101,325 кПа	1,8738	0,6797
293,15 К (20 °С); 101,325 кПа	1,8393	0,6680

Примечание — См. [3], таблица 1.2, стр. 8.

Т а б л и ц а 5 — Коэффициенты выбросов ПГ для ПНГ, сжигаемого на факелах, используемые при отсутствии фактических данных о химическом составе компонентов сжигаемой углеводородной смеси

Тип ПГ	Коэффициент выбросов $EF_{i,j,y}$, т/т	Коэффициент выбросов $EF_{i,j,y}$, т/1000 $м^3$
Двуокись углерода (CO_2)	2,6121	3,3689
Метан (CH_4)	0,0041	0,0053

Примечание — См. [3], таблица 2.1, стр. 10—11.

Т а б л и ц а 6 — Коэффициенты недожога углеводородной смеси на факельной установке

Условия горения на факельной установке	Коэффициент недожога $CF_{j,y}$
1 Бессажное сжигание на факеле	0,0006
2 Сажевое сжигание на факеле	0,035
3 Нефтяные, газоконденсатные и газовые месторождения	0,02

Примечание — См. [3], таблица 2.2, стр. 11.

5.4.2 Этап 2. Расчет выбросов CO₂ от сжигания топлива при транспортировке ПНГ на факел

BE_{T,CO₂,y}

В качестве консервативного упрощения участники проекта могут принять этот источник выбросов равным нулю ($BE_{T,CO_2,y} = 0$).

Если участники проекта желают оценить источник выбросов, он рассчитывается на основе фактического количества ПНГ, поставляемого в рамках деятельности по проекту для производства полезного химического продукта, и коэффициента выбросов для транспортировки этого ПНГ на факел следующим образом:

$$BE_{T,CO_2,y} = V_y \cdot EF_{T,CO_2}, \quad (8)$$

где $BE_{T,CO_2,y}$ — выбросы CO₂ по базовой линии от энергии, необходимой для транспортировки ПНГ на факел в год y , т CO₂/год;

V_y — количество ПНГ, использованного в год y в качестве сырья. Это равно количеству ПНГ, поступившего в трубопровод для транспортировки на объект конечного использования, за вычетом количества ПНГ, использованного для энергетических целей, если таковые имеются, в проектной деятельности, за вычетом любого количества ПНГ, который сжигается на факелах или стравливается на объекте конечного использования¹⁾, м³/год;

EF_{T,CO_2} — коэффициент выбросов CO₂ для энергии, необходимой для транспортировки ПНГ на факел, т CO₂/м³.

Коэффициент выбросов для энергии, необходимой для транспортировки ПНГ на факел, EF_{T,CO_2} , т CO₂/м³, рассчитывается на основе выбросов CO₂ от потребления топлива и электроэнергии в предыдущем году x до начала деятельности по проекту следующим образом

$$EF_{T,CO_2} = \frac{[\sum_i FC_{BL,T,flare,i,x} \cdot NCV_{i,x} \cdot EF_{CO_2,i,x}] + EC_{T,flare,x} \cdot EF_{EL,T,x}}{V_x}, \quad (9)$$

где $FC_{BL,T,flare,i,x}$ — количество ископаемого топлива вида i , сжигаемого в год x для транспортировки ПНГ на факел, единица массы или объема;

$NCV_{i,x}$ — средняя низшая теплотворная способность вида ископаемого топлива k , использованного в год x , ГДж/единицы массы или объема;

$EF_{CO_2,i,x}$ — средний коэффициент выбросов CO₂ от вида ископаемого топлива i , использованного в год x , т CO₂/ГДж;

$EC_{T,flare,x}$ — количество электроэнергии, потребленной в год x для транспортировки ПНГ на факел, МВт · ч;

$EF_{EL,T,x}$ — средний коэффициент выбросов CO₂ для электроэнергии, потребляемой для транспортировки ПНГ на факел в год x , т CO₂/МВт · ч, рассчитанный в соответствии с процедурой, определенной в таблице мониторинга;

V_x — количество ПНГ, сжигаемого на факеле в год x , м³;

x — год до начала деятельности по проекту;

i — виды ископаемого топлива, сжигаемого для транспортировки ПНГ на факел в год x .

В формуле (9) выражение $[\sum_i FC_{BL,T,flare,i,x} \cdot NCV_{i,x} \cdot EF_{CO_2,i,x}]$ используется в случае, если часть энергии генерируется на объекте, т CO₂, в ином случае следует принять равным 0.

5.4.3 Этап 3. Расчет фугитивных выбросов CH₄ от транспортировки ПНГ к узлу факела

BE_{T,CH₄}

Можно ожидать, что фугитивные выбросы CH₄, связанные с транспортировкой ПНГ на факел, будут несущественными. В качестве консервативного упрощения участники проекта могут принять этот источник выбросов равным нулю ($BE_{T,CH_4,y} = 0$).

Коэффициенты выбросов взяты из протокола оценки выбросов от утечек оборудования 1995 г., опубликованного Агентством по охране окружающей среды США. Выбросы следует определять для всех соответствующих видов деятельности и всего оборудования (например, клапанов, уплотнений насосов, соединителей, фланцев, трубопроводов с открытыми концами и т. д.).

¹⁾ Этот компонент газа опущен потому, что выбросы по базовой линии для ПНГ, используемого в качестве энергии в проектной деятельности, оцениваются как ископаемое топливо, используемое в энергетических целях в базовой линии с помощью шага 4.

Подход Агентства по охране окружающей среды США основан на средних коэффициентах выбросов для общего содержания органических углеводородов (ТОС). Выбросы метана от нефтегазовых операций на суше рассчитываются путем умножения доли метана в попутном газе на соответствующие коэффициенты выбросов (см. таблицу 7) и последующего суммирования по всем единицам оборудования следующим образом:

$$BE_{T,CH_4,y} = GWP_{CH_4} \cdot 1/1000 \cdot w_{CH_4,y} \cdot \sum_{equipment} [EF_{equipment} \cdot t_{equipment}], \quad (10)$$

где $BE_{T,CH_4,y}$ — фугитивные выбросы CH_4 по сценарию базовой линии от транспортировки ПНГ на факел в год y , т CO_2 -экв/год;

GWP_{CH_4} — потенциал глобального потепления для метана;

$w_{CH_4,y}$ — средняя массовая доля метана в попутном газе в год y , т CH_4 /т ПНГ;

$EF_{equipment}$ — коэффициент выбросов для соответствующего типа оборудования (см. таблицу 7 или [4]), кг CH_4 /час/оборудование;

$t_{equipment}$ — время работы оборудования, ч.

Все данные по объемам газа во всех уравнениях должны быть преобразованы в общепринятые стандартные значения температуры и давления. Плотность метана по умолчанию при 0 °C и 1 атм составляет 0,0007170 т CH_4 /м³.

Рекомендуется сгруппировать оборудование в соответствии с различными типами, перечисленными в таблице 7.

Т а б л и ц а 7 — Средние коэффициенты выбросов при добыче нефти и природного газа

Тип оборудования	Обслуживание	Коэффициент выбросов, кг/час/единица оборудования, для ТОС ^{а)}
Клапаны	Газ	4.5E-03
Уплотнения насоса	Газ	2.4E-03
Прочее ^{б)}	Газ	8.8E-03
Соединительный ниппель	Газ	2.0E-04
Фланцы	Газ	3.9E-04
Трубопроводы с открытыми концами	Газ	2.0E-03

а) ТОС: общее содержание органических углеводородов.
 б) Тип оборудования «Прочее» был получен из компрессоров, диафрагм, дренажей, разгрузочных рукавов, люков, приборов, счетчиков, предохранительных клапанов, полированных штоков, предохранительных клапанов и вентиляционных отверстий. Тип оборудования «Прочее» не применяется для соединителей, фланцев, трубопроводов с открытыми концами, насосов или клапанов. Норвежское агентство по охране окружающей среды отмечает, что уплотнения компрессоров включены в определение «Прочее».

Примечание — См. [5], таблица 2.4, стр. 2—15.

Подход основан на средних коэффициентах выбросов для общего количества углеводородов. Выбросы метана от морских нефтегазовых операций рассчитываются путем умножения доли метана в попутном газе на соответствующие коэффициенты выбросов из таблицы 8 и последующего суммирования по всем единицам оборудования следующим образом:

$$BE_{T,CH_4,y} = GWP_{CH_4} \cdot \sum_{equipment} F_a \cdot WF_{CH_4} \cdot N \cdot t_{equipment}, \quad (11)$$

где $BE_{T,CH_4,y}$ — фугитивные выбросы CH_4 по сценарию базовой линии от транспортировки ПНГ на факел в год y , т CO_2 -экв/год;

GWP_{CH_4} — потенциал глобального потепления для метана;

F_a — средний коэффициент выбросов ТНС для компонента типа А (см. таблицу 8), тонна ТНС/оборудование/час;

WF_{CH_4} — средняя массовая доля CH_4 ;

N — количество компонентов данного типа в потоке;

$t_{equipment}$ — время работы оборудования, ч.

Все данные по объемам газа во всех уравнениях должны быть преобразованы в общепринятые стандартные значения температуры и давления. Плотность метана по умолчанию при 0 °С и 1 атм составляет 0,0007170 т CH₄/м³.

Рекомендуется сгруппировать оборудование в соответствии с различными типами, перечисленными в таблице 8.

Т а б л и ц а 8 — Факторы выбросов при утечке морского оборудования ТНС^{а)}

Тип оборудования	Обслуживание	Коэффициент выбросов, тонна ТНС/ оборудование / час
Соединительный ниппель	Газ	2.08E-07
Фланец	Газ	3.97E-07
Трубопровод с открытыми концами	Газ	2.08E-06
Прочее ^{б)}	Газ	8.88E-06
Насос	Газ	2.46E-06
Клапан	Газ	4.54E-06

а) ТНС: всего углеводородов.
б) «Другой» тип оборудования был получен из компрессоров, диафрагм, дренажей, разгрузочных рукавов, люков, приборов, счетчиков, предохранительных клапанов, полированных штоков, предохранительных клапанов и вентиляционных отверстий. Этот «прочий» тип оборудования следует применять для любого типа оборудования, кроме соединителей, фланцев, трубопроводов с открытыми концами, насосов или клапанов. Норвежское агентство по охране окружающей среды отмечает, что уплотнения компрессоров включены в определение «Прочее».

Примечание — См. [6], таблица 49.

5.4.4 Этап 4. Расчет выбросов CO₂ от производства полезного химического продукта при отсутствии деятельности по проекту $BE_{CO_2, product, y}$

Расчет выбросов CO₂ от производства полезного химического продукта в отсутствие деятельности по проекту зависит от сценария, приведенного в таблице 3, примененного к конкретной деятельности по проекту.

5.4.4.1 Сценарии 1 и 2

В случае сценария 1 выбросы, связанные с производством полезного химического продукта, одинаковы в ситуации проекта и в ситуации базовой линии, поскольку производство происходит на одной и той же установке, производится одинаковое качество продукта и эффективность производственного процесса не зависит от деятельности по проекту. Поэтому выбросы при реализации базовой линии ($BE_{CO_2, product, y} = 0$) и проектные выбросы от электроэнергии и энергии ископаемого топлива, используемых для производства полезного химического продукта, не учитываются.

В случае сценария 2 выбросы, связанные с производством полезного химического продукта, одинаковы в ситуации проекта и в ситуации базовой линии, поскольку производство происходит на одной и той же установке, производится одинаковое качество продукта и эффективность производственного процесса не зависит от деятельности по проекту — за исключением энергии, необходимой для обработки ПНГ перед его использованием в технологическом процессе. Поэтому выбросы по базовой линии ($BE_{CO_2, product, y} = 0$) и проектные выбросы от электроэнергии и энергии ископаемого топлива, используемых для производства полезного химического продукта, не учитываются. Дополнительная энергия, необходимая для подготовки ПНГ для его использования в качестве сырья, рассматривается как часть проектных выбросов. Если дополнительная энергия не используется для подготовки ПНГ, то $PE_{CO_2, facility, y} = 0$.

5.4.4.2 Сценарии 3 и 4

В случае сценариев 3 и 4 при отсутствии деятельности по проекту полезный химический продукт будет производиться на существующем (сценарий 3) или новом (сценарий 3) производстве на том же объекте, но, возможно, с разной эффективностью. Выбросы по базовой линии от этого производства рассчитываются на основе контролируемого количества полезного химического продукта, произведен-

ного на объекте конечного использования проекта P_y , и коэффициента выбросов для выбросов при реализации базовой линии CO_2 , связанных с производством полезного химического продукта в ситуации базовой линии $EF_{CO_2, BL, p}$, по формуле

$$BE_{CO_2, product, y} = P_y \cdot EF_{CO_2, BL, product} \quad (12)$$

где $BE_{CO_2, product, y}$ — выбросы по базовой линии CO_2 от производства полезного химического продукта при отсутствии деятельности по проекту в год y , т CO_2 /год;

P_y — количество полезного химического продукта, произведенного на установке конечного использования в год y , т полезного химического продукта;

$EF_{CO_2, BL, product}$ — коэффициент выбросов CO_2 для производства полезного химического продукта в ситуации базовой линии, т CO_2 /т полезного химического продукта.

5.4.4.3 Сценарий 3

В тех случаях, когда сценарий 3 применим к предлагаемой деятельности по проекту, $EF_{CO_2, BL, product}$ рассчитывается на основе предыдущей производительности существующего предприятия по производству полезного химического продукта в течение последних трех лет до начала деятельности по проекту. В качестве консервативного подхода следует выбрать наименьший коэффициент выбросов за последние три предыдущих года до начала деятельности по проекту следующим образом

$$EF_{CO_2, BL, product} = \min(EF_{CO_2, BL, product, x}; EF_{CO_2, BL, product, x-1}; EF_{CO_2, BL, product, x-2}), \quad (13)$$

где $EF_{CO_2, BL, product, x}$ оценивается следующим образом

$$EF_{CO_2, BL, product, x} = \frac{\left[\sum_{k=1}^m (RMC_{k,i,x} \cdot W_{C,k,x}) - \left(\sum_{i=q}^n (PP_{i,x} \cdot W_{C,i,x}) + \sum_{j=1}^l (SP_{j,i,x} \cdot W_{C,j,x}) \right) \right] \cdot 3,664}{P_x}, \quad (14)$$

где $EF_{CO_2, BL, product}$ — коэффициент выбросов CO_2 для производства полезного химического продукта в ситуации базовой линии, т CO_2 /т полезного химического продукта;

$RMC_{k,i,x}$ — расход углеродсодержащего сырья k на сжигание для производства полезного химического продукта i в год x , т;

$W_{C,k,x}$ — массовая доля углерода в ископаемом топливе/сырье типа k , т С/единицу;

$PP_{i,x}$ — производство полезного химического продукта i в год x , т;

$W_{C,i,x}$ — массовая доля углерода полезного химического продукта i в год x , т С/единица;

$SP_{j,i,x}$ — производство вторичного (побочного) продукта j в процессе производства полезного химического продукта i в год x , т;

$W_{C,j,x}$ — массовая доля углерода вторичного (побочного) продукта j в год x , т С/единица;

P_x — количество полезного химического продукта, произведенного в год x , т полезного химического продукта;

i — тип производимого полезного химического продукта;

k — тип углеродсодержащего сырья, используемого для производства полезных химических продуктов;

j — вид производимого вторичного (побочного) продукта;

n — количество полезных химических продуктов;

m — количество видов углеродсодержащего сырья, используемого для производства полезных химических продуктов;

l — количество вторичного (побочного) продукта, используемого для производства полезного химического продукта;

x — год до начала деятельности по проекту.

Данные о производстве полезного химического продукта $PP_{i,x}$, потребление углеродсодержащего сырья для производства полезного химического продукта $RMC_{k,i,x}$, производство вторичного (побочного) продукта при производстве полезных химических продуктов $SP_{j,i,x}$ основываются на фактических данных существующей установки в год x . Количество вторичных (побочных) полезных химических про-

дуктов при производстве метанола, дихлорэтана, окиси этилена и сажи принимается равным нулю, так как они не образуются в процессе производства.

Содержание углерода в углеродсодержащем сырье $W_{C,k,x}$, первичных и вторичных (побочных) полезных химических продуктах $W_{C,i,x}$, $W_{C,j,x}$ определяется по имеющимся у организации фактическим данным за год x либо при отсутствии необходимых данных берется из таблицы 9.

Т а б л и ц а 9 — Содержание углерода в углеродсодержащем сырье и полезных химических продуктах

Виды ископаемого топлива	Содержание углерода W_C , т С/т
Ацетонитрил	0,5852
Акрилонитрил	0,6664
Бутадиен	0,888
Газовая сажа	0,970
Сырье для газовой сажи	0,900
Этан	0,856
Этилен	0,856
Дихлорэтан	0,245
Этилен-гликоль	0,387
Окись этилена	0,545
Циановый водород	0,4444
Метанол	0,375
Метан	0,749
Пропан	0,817
Пропилен	0,8563
Мономер винилхлорида	0,384

Примечание — См. [3], таблица 12.1, стр. 28—29.

5.4.4.4 Сценарий 4

Если сценарий 4 применим к предлагаемой деятельности по проекту, выражение $EF_{CO_2, BL, product}$ является коэффициентом выбросов новой установки, которая будет построена в отсутствие деятельности по проекту. $EF_{CO_2, BL, product}$ следует рассчитывать в соответствии с альтернативным планом, который будет выбран участником проекта в отсутствие деятельности по проекту, как описано в разделе выбора базовых линий.

Участник проекта должен продемонстрировать, что уровень $EF_{CO_2, BL, product}$ соответствует или ниже по сравнению с интенсивностью выбросов обычно устанавливаемых современных передовых установок. Коэффициент выбросов следует выбирать консервативным образом. Для сценария базовой линии в случае нескольких возможных вариантов используемого оборудования или видов топлива необходимо выбирать оборудование с наименьшим коэффициентом выбросов ПГ и наименее углеродоемкий вид топлива.

5.4.4.5 Сценарий 5

В случае сценария 5 при отсутствии деятельности по проекту полезный химический продукт будет производиться на существующих и/или новых производственных установках на других объектах. Выбросы по базовой линии от этого производства рассчитывают на основе контролируемого количества полезного химического продукта, произведенного на установке конечного использования P_y , и коэффициента выбросов для выбросов при реализации базовой линии CO_2 , связанных с производством полезного химического продукта в других установках $EF_{CO_2, BL, product}$ по формуле

$$BE_{CO_2, product, y} = P_y \cdot EF_{CO_2, BL, product} \quad (15)$$

где $BE_{CO_2, product, y}$ — выбросы по базовой линии CO_2 от производства полезного химического продукта при отсутствии деятельности по проекту в год y , т CO_2 /год;

P_y — количество полезного химического продукта, произведенного на установке конечного использования в год y , т;

$EF_{CO_2, BL, product}$ — коэффициент выбросов CO_2 для производства полезного химического продукта в ситуации базовой линии, т CO_2 /т полезного химического продукта.

Участники проекта могут оценить $EF_{CO_2, BL, product}$ либо на основе консервативных значений по умолчанию из таблицы 10, либо на основе интенсивности выбросов 20 % наиболее эффективных предприятий, созданных за последние пять лет до начала деятельности по проекту в определенном географическом регионе, в соответствии с процедурой, приведенной далее.

5.4.4.5.1 Этап 1. Определение географического района

Выбор географического района предпочтительно осуществлять таким образом, чтобы он включал не менее пяти установок по производству одного и того же полезного химического продукта, которые были созданы за последние пять лет до начала деятельности по проекту. Если в географической зоне менее пяти установок, географическая зона может быть расширена. Если полезный химический продукт продается на региональном уровне¹⁾, принимающая страна может использоваться в качестве территории по умолчанию. Если продукт продается по всему миру, то географическим районом считаются все страны.

5.4.4.5.2 Этап 2. Определение производственных мощностей в регионе

Доля производственных мощностей для производства полезного химического продукта в пределах географического района X_{NAI} , определенного на этапе 1, признается равной 1.

5.4.4.5.3 Этап 3. Определение $EF_{CO_2, BL, product}$

Коэффициент выбросов можно оценить, используя один из двух следующих вариантов.

Вариант 1. $EF_{CO_2, BL, product}$ рассчитывается путем умножения доли производственных мощностей в регионе X_{NAI} и применимого по умолчанию значения из таблицы 5 следующим образом:

$$EF_{CO_2, BL, product} = X_{NAI} \cdot EF_{CO_2, BL, default} \quad (16)$$

где $EF_{CO_2, BL, product}$ — коэффициент выбросов CO_2 для производства полезного химического продукта в ситуации базовой линии, т CO_2 /т полезного химического продукта;

X_{NAI} — доля производственных мощностей по производству полезного химического продукта, расположенных в регионе, в пределах определенной географической зоны (оценивается на этапе 2);

$EF_{CO_2, BL, default}$ — коэффициент выбросов CO_2 для производства полезного химического продукта, т CO_2 /т полезного химического продукта, согласно данным, приведенным в таблице 10.

Таблица 10 — Консервативные значения по умолчанию для производства полезных продуктов в сценарии базовой линии в случаях, когда применяется сценарий 4²⁾

Полезный химический продукт	Географическая применимость	Применяемые значения	Источник
Аммиак	Общая	1,666 т CO_2 / т NH_3	[4], том 3, гл. 3, таблица 3.1

Вариант 2. Для каждой установки j (j принадлежит множеству J , где J — все установки, идентифицированные на этапе 2) следует собрать необходимые данные для определения коэффициента выбросов установки. Сюда входят данные о количестве и видах используемого топлива, количестве потребляемой электроэнергии и количестве полезного химического продукта, произведенного в течение периода.

¹⁾ Продукт, реализуемый по всему миру, определяется следующим образом: значительная часть производства в принимающей стране экспортируется или его потребление импортируется; и импорт/экспорт не ограничивается соседними странами региона.

²⁾ Участники проекта могут предлагать поправки к этой таблице, запрашивая пересмотр данной методики. Предлагаемые значения по умолчанию следует оценивать консервативно. Предлагаемые пересмотр/отклонение должны содержать подробную информацию об источнике данных, использованных при оценке значения по умолчанию, а также о географической применимости значения по умолчанию.

ние большей части года, по которому имеются данные. В качестве упрощения участники проекта могут пренебречь потреблением электроэнергии. Следует рассчитать для каждого плана коэффициент выбросов $EF_{CO_2, BL, n}$, применяя формулу (16).

Следует отсортировать все установки j , от установок с самым низким до самого высокого коэффициента выбросов, и определить первые установки j начиная с самой низкой эффективности, так чтобы общая мощность этих установок составляла не менее 20 % от общей мощности всех установок j .

Выбросы по базовой линии $EF_{CO_2, BL, product}$ рассчитывают следующим образом:

$$EF_{CO_2, BL, product} = X_{NAI} \cdot \frac{\sum_j P_{j,x} \cdot EF_{CO_2, BL, j, x}}{\sum_j P_{j,x}}, \quad (17)$$

где $EF_{CO_2, BL, product}$ — коэффициент выбросов CO_2 для производства полезного химического продукта в ситуации базовой линии, т CO_2 /т полезного химического продукта;

X_{NAI} — доля производственных мощностей по производству полезного химического продукта, расположенных в пределах определенной географической зоны;

$P_{j,x}$ — количество полезного химического продукта, произведенного на установке j в год x , т;

$EF_{CO_2, BL, j, x}$ — коэффициент выбросов CO_2 для производства полезного химического продукта на установке j в год x , т CO_2 /т полезного химического продукта;

j — топ 20 % производственных установок;

x — год до начала деятельности по проекту.

Все этапы должны быть прозрачно задокументированы, включая список установок, определенных на этапах 2 и 3, а также соответствующие данные о потреблении топлива, электроэнергии и производстве для всех выявленных установок. Должна быть дана ссылка на все источники, использованные при сборе всех данных.

6 Требования к срокам выполнения проекта

Требования к дате начала выполнения проекта не устанавливаются.

Зачетный период для проектов по сокращению выбросов составляет максимум пять лет с возможностью продления максимум два раза по пять лет или максимум 10 лет без возможности продления.

Зачетный период начинается не ранее чем за пять лет до подачи документов на валидацию для проектов, прошедших валидацию до 31 декабря 2025 года, и не ранее чем за два года до подачи документов на валидацию для проектов, прошедших валидацию после 1 января 2026 года.

Базовая линия должна оцениваться на момент начала зачетного периода и подтверждаться либо пересматриваться на момент начала следующего 5-летнего этапа, если проект проводится три раза по пять лет (см. раздел 13).

7 Требования дополнительности

Этап 1. Следует описать альтернативный сценарий развития в соответствии с законодательством Российской Федерации:

- если предлагаемая проектная деятельность реализуется без регистрации в качестве климатического проекта;

- если был реализован другой реалистичный и достоверный альтернативный сценарий (сценарии), производящий полезный химический продукт (например, метанол, этилен или аммиак) сопоставимого качества, характеристик и применения, принимая во внимание, в соответствующих случаях, примеры сценариев, определенных в базовой методике;

- где это уместно — продолжение текущей ситуации (никакие проектные мероприятия или другие альтернативы не осуществляются).

Необходимо показать, что представленные альтернативы соответствуют действующим законам и нормативным актам. Если предлагаемая деятельность по климатическому проекту является единственной альтернативой, отвечающей обязательным требованиям применимого законодательства и нормативных актов, то предлагаемая деятельность по проекту не является дополнительной. Для оценки дополнительности проектной деятельности должны использоваться все сценарии, определенные на этапе 1 процедуры выбора сценария базовой линии, описанной в предыдущем разделе.

Если используется шаг 2 приложения А (инвестиционный анализ), то необходимо провести инвестиционный анализ климатического проекта и оценить ВНД всего проекта, т. е. он не должен ограничиваться использованием ПНГ, а должен включать как любые инвестиции в инфраструктуру, так и эксплуатационные затраты на использование попутного газа вместо сжигания в факелах, а также затраты и доходы по сценариям производственных процессов (P1—P5). Анализ IRR должен быть выполнен, если выбран шаг 2 (подшаг 2b — вариант 2, сравнительный анализ инвестиций).

Этапы 3 и 4 должны быть выполнены, как указано в приложении А.

8 Требования к плану мониторинга

Процедура мониторинга включает в себя мониторинг:

- состава и количества ПНГ, произведенного на установке по переработке нефти и природного газа;
- количества и углеродоемкости любой дополнительной энергии, потребляемой в целях транспортировки или переработки ПНГ в качестве сырья на установке конечного использования;
- любых фугитивных выбросов метана из трубопровода, происходящих в результате транспортировки ПНГ по трубопроводу (в т. ч. в результате аварий).

Выбросы по базовой линии от сжигания на факелах рассчитываются на основе фактических данных по объектам конечного использования ПНГ (в отличие от сжигания на факелах). Выбросы по базовой линии от использования энергии и фугитивных выбросов метана рассчитываются на основе данных об использовании энергии для транспортировки (например, для компрессоров) и фугитивных выбросах метана вдоль трубопровода.

Все проектные выбросы рассчитываются по факту на основе фактического энергопотребления и данных о неорганизованных выбросах.

Все данные, собранные в рамках мониторинга, должны архивироваться в электронном виде и храниться не менее двух лет после окончания последнего зачетного периода. 100 % данных должны быть включены в мониторинг.

9 Проектный сценарий

Проектные выбросы включают выбросы CO_2 от энергии, необходимой для транспортировки ПНГ, до установки конечного использования $PE_{\text{CO}_2, T, y}$, фугитивные выбросы CH_4 от транспортировки ПНГ до установки конечного использования $PE_{\text{CH}_4, T, y}$, включая любые аварийные выбросы и выбросы CO_2 на установке конечного использования в результате деятельности по проекту $PE_{\text{CO}_2, facility, y}$. Проектные выбросы оцениваются следующим образом:

$$PE_y = PE_{\text{CO}_2, T, y} + PE_{\text{CH}_4, T, y} + PE_{\text{CO}_2, facility, y} \quad (18)$$

где PE_y — проектные выбросы в год y , т $\text{CO}_2/\text{год}$;

$PE_{\text{CO}_2, T, y}$ — проектные выбросы CO_2 от энергии, необходимой для транспортировки ПНГ на установку конечного использования, т CO_2 ;

$PE_{\text{CH}_4, T, y}$ — фугитивные выбросы CH_4 от транспортировки ПНГ на установку конечного использования, т CO_2 -экв;

$PE_{\text{CO}_2, facility, y}$ — проектные выбросы CO_2 , происходящие на установке конечного использования в результате деятельности по проекту, т CO_2 .

9.1 Выбросы CO_2 от энергии, необходимой для транспортировки попутного нефтяного газа на установку конечного использования

Чтобы оценить выбросы CO_2 от энергии, необходимой для транспортировки ПНГ на установку конечного использования, участники проекта должны контролировать количество ископаемого топлива и/или электроэнергии, которое требуется в год y для этой цели, $FC_{PJ, T, facility, i, y}$ и $EC_{PJ, T, facility, y}$. Выбросы CO_2 от энергии, необходимой для транспортировки ПНГ на установку конечного использования $PE_{\text{CO}_2, T, y}$, т CO_2 , рассчитываются следующим образом:

$$PE_{\text{CO}_2, T, y} = PE_{\text{CO}_2, T, FC, y} + PE_{\text{CO}_2, T, EC, y} \quad (19)$$

где $PE_{CO_2, T, FC, y}$ — проектные выбросы CO_2 от сжигания ископаемого топлива, необходимого для транспортировки ПНГ на установку конечного использования, т CO_2 ;

$PE_{CO_2, T, EC, y}$ — проектные выбросы CO_2 от электропотребления, необходимого для транспортировки ПНГ на установку конечного использования, т CO_2 .

9.1.1 Расчет проектных выбросов CO_2 от сжигания ископаемого топлива

Выбросы CO_2 от сжигания ископаемого топлива в процессе j рассчитываются на основе количества сжигаемого топлива и коэффициента выбросов CO_2 для этих видов топлива следующим образом:

$$PE_{CO_2, T, FC, y} = \sum_i FC_{PJ, T, facility, i, y} \cdot COEF_{i, y} \quad (20)$$

где $PE_{CO_2, T, FC, y}$ — проектные выбросы CO_2 от сжигания ископаемого топлива, необходимого для транспортировки ПНГ на установку конечного использования, т CO_2 ;

$FC_{PJ, T, facility, i, y}$ — количество вида ископаемого топлива i , сжигаемого для транспортировки ПНГ на установку конечного использования в течение года y , единица массы или объема/год;

$COEF_{i, y}$ — коэффициент выбросов CO_2 от топлива типа i в год y , т CO_2 /единица массы или объема;

i — виды ископаемого топлива, сжигаемого для транспортировки ПНГ на установку конечного использования в течение года y .

Коэффициент выбросов CO_2 $COEF_{i, y}$ может быть рассчитан с использованием одного из двух следующих вариантов, в зависимости от наличия данных о виде ископаемого топлива i , следующим образом:

Вариант А. Коэффициент выбросов CO_2 $COEF_{i, y}$ рассчитывают на основе химического состава вида ископаемого топлива i , используя следующий подход.

Если $FC_{PJ, T, facility, i, y}$ измеряется в единице массы, то используют формулу

$$COEF_{i, y} = w_{C, i, y} \cdot 3.664, \quad (21)$$

если $FC_{PJ, T, facility, i, y}$ измеряется в единице объема, то используют формулу

$$COEF_{i, y} = w_{C, i, y} \cdot \rho_{i, y} \cdot 3.664, \quad (22)$$

где $COEF_{i, y}$ — коэффициент выбросов CO_2 от топлива типа i в год y , т CO_2 /единица массы или объема;

$w_{C, i, y}$ — средневзвешенная массовая доля углерода в виде топлива i в год y , т С/единица массы топлива;

$\rho_{i, y}$ — средневзвешенная плотность вида топлива типа i в год y , единица массы/единица объема топлива;

i — виды ископаемого топлива, сжигаемого для транспортировки ПНГ на установку конечного использования в течение года y .

Вариант Б. Коэффициент выбросов CO_2 $COEF_{i, y}$ рассчитывается на основе чистой теплотворной способности и коэффициента выбросов CO_2 вида топлива i следующим образом:

$$COEF_{i, y} = NCV_{i, y} \cdot EF_{CO_2, i, y} \quad (23)$$

где $COEF_{i, y}$ — коэффициент выбросов CO_2 от топлива типа i в год y , т CO_2 /единица массы или объема;

$NCV_{i, y}$ — средневзвешенный показатель чистой теплотворной способности вида ископаемого топлива i , использованного в год y , ГДж/единица массы или объема;

$EF_{CO_2, i, y}$ — средневзвешенный коэффициент выбросов CO_2 от вида ископаемого топлива i в год y , т CO_2 /ГДж;

i — виды ископаемого топлива, сжигаемого для транспортировки ПНГ на установку конечного использования в течение года y .

При наличии необходимых данных вариант А должен быть предпочтительным подходом.

9.1.2 Расчет проектных выбросов от потребления электроэнергии

Последующие расчеты не применимы в случаях, когда собственные технологии производства возобновляемой энергии установлены для обеспечения электроэнергией деятельности по проекту в сценарии базовой линии или к источникам утечки. Расчеты учитывают только выбросы CO_2 .

Выбросы от потребления электроэнергии включают выбросы CO_2 от сжигания ископаемого топлива на любых электростанциях на площадке(ах) потребления электроэнергии и, если применимо, на электростанциях, физически подключенных к системе электроснабжения (сети), от которой осуществляется потребление электроэнергии, и рассчитываются по формуле

$$PE_{\text{CO}_2, T, EC, y} = EC_{PJ, T, facility, y} \cdot EF_{EF, T, y} \cdot (1 \cdot TDL_{T, y}), \quad (24)$$

где $PE_{\text{CO}_2, T, EC, y}$ — проектные выбросы CO_2 от электропотребления, необходимого для транспортировки ПНГ на установку конечного использования, т CO_2 ;

$EC_{PJ, T, facility, y}$ — количество электроэнергии, потребляемой проектным расходом электроэнергии на транспортировку ПНГ к установке конечного использования в год y , МВт · ч/год;

$EF_{EF, T, y}$ — коэффициент выбросов для производства электроэнергии для транспортировки ПНГ к установке конечного использования в год y , т $\text{CO}_2/\text{МВт} \cdot \text{ч}$;

$TDL_{T, y}$ — средние технические потери при передаче и распределении электроэнергии для транспортировки ПНГ к установке конечного использования в год y .

9.1.2.1 Рекомендуемый подход для определения сетевого коэффициента выбросов (коэффициент выбросов от системы электроснабжения)

В настоящее время в Российской Федерации отсутствуют официально публикуемые утвержденные сетевые коэффициенты выбросов ПГ.

При наличии исходных данных, требуемых для расчета сетевого коэффициента выбросов, используемого в базовом и проектном сценариях, разработчик климатического проекта в праве рассчитать его самостоятельно. Для этого рекомендуется использовать [7] 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 и тепловую энергию, которая потребляется организацией [7].

Согласно ГОСТ Р ИСО 14064-1—2021 (приложение Е) выбросы от импортированной электроэнергии должны быть определены разработчиком проекта количественно с использованием подхода на основе местоположения 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 сети 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.

Требования и руководство, описанные в ГОСТ Р ИСО 14064-1 в отношении электроэнергии, также применимы к потребленным и переданным теплу, водяному пару, охлаждающему и сжатому воздуху.

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

Ассоциация «НП Совет рынка» и АО «АТС» разработали концепцию расчета и публикации коэффициентов выбросов ПГ энергосистемы Российской Федерации. По результатам экспертной оценки независимыми международными аудиторами выдано свидетельство о заверении и получено заключение о валидации. Предполагается, что впоследствии реализация данной концепции приведет к разработке и опубликованию данных сетевых коэффициентов. Подходы, изложенные в концепции, также могут быть использованы разработчиком проекта для расчета коэффициента выбросов энергосистемы.

В случае, если рассчитать сетевой коэффициент выбросов самостоятельно невозможно, разработчик проекта может использовать сетевые коэффициенты из следующих источников:

Источник 1. АО «Администратор торговой системы» в тестовом режиме в 2021 г. запустил интернет-ресурс, публикующий в информационных целях сетевой коэффициент выбросов CO_2 для первой синхронной зоны Российской Федерации за различные периоды времени (час, сутки, месяц, год).

Источник 2. Коэффициенты эмиссии Международного энергетического агентства (МЭА). Данные обновляются ежегодно для всей энергосистемы регионов присутствия (в т. ч. для Российской Федерации) и отражают среднюю углеродоемкость генерации электроэнергии и тепла.

Источник 3. Глобальное партнерство «Climate Transparency» разрабатывает климатические показатели стран G20. Агентство ежегодно публикует открытые отчеты стран G20, включая средний коэффициент энергетических выбросов.

Источник 4. Методы и подходы, применяемые к определению сетевого коэффициента, следует задокументировать и указать в ПТД. Необходимо обосновать выбранную методологию 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.

9.1.2.2 Рекомендуемый подход для определения коэффициента косвенных энергетических выбросов в случае прямых поставок электроэнергии

Определение коэффициента косвенных энергетических выбросов в случае прямых поставок электроэнергии осуществляется рыночным методом [7].

Рыночный метод используется при потреблении электрической энергии, полученной по двусторонним договорам купли-продажи электрической энергии, заключенным в соответствии с правилами оптового рынка электрической энергии и мощности и основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии. Рыночные коэффициенты косвенных энергетических выбросов содержатся в договорах купли-продажи, в договорах, заключенных на розничных рынках электрической энергии, либо в сертификатах, подтверждающих объем производства электрической энергии на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах, сведения о которых внесены в реестр либо рассчитываются на основе объемов электрической энергии, полученных от конкретных внешних генерирующих объектов в соответствии с условиями договоров купли-продажи, договоров розничных рынков или сертификатов за отчетный период. Методические указания для расчета изложены в [7].

Если поставщиком электроэнергии по договорам купли-продажи, договорам розничных рынков или сертификатам является организация, имеющая несколько генерирующих объектов, рыночный коэффициент определяется только для генерирующего объекта (или генерирующих объектов), от которого (или которых) потребитель получил электрическую энергию.

Если в рамках проектной деятельности дополнительно потребляется электрическая энергия, информация о которой не была заявлена договорами купли-продажи, договорами розничных рынков или сертификатами (незаявленный остаток электроэнергии, т. е. объем электроэнергии, потребленный сверх установленного договором(и) и/или сертификатом(ами)), то в этом случае объем незаявленного остатка электрической энергии определяется на основе данных о получении электрической энергии от внешних генерирующих объектов, расположенных в региональной энергосистеме. Таким образом, косвенные энергетические выбросы от потребления электроэнергии, полученной по договорам и/или сертификатам, рассчитываются на основе подхода для определения коэффициента косвенных энергетических выбросов в случае прямых поставок электроэнергии (рыночный метод), а косвенные выбросы от потребления незаявленного остатка электроэнергии — с использованием подхода для определения сетевого коэффициента выбросов.

На территории Российской Федерации функционируют генерирующие объекты, не имеющие электрической связи с ЕЭС России ТИТЭС. На таких территориях определение косвенных энергетических выбросов должно осуществляться исходя из индивидуальных коэффициентов выбросов всех генерирующих объектов, включенных в энергосеть малого масштаба ТИТЭС [7].

Рыночный метод не применяется для количественного определения косвенных энергетических выбросов при потреблении тепловой энергии. Тепловая энергия, полученная от внешних генерирующих объектов, определяется по региональному методу [7].

Разработчику проекта необходимо убедиться в соответствии применяемых им подходов и используемых данных общим требованиям и руководству по учету данных об импортированной электроэнергии, потребленной при реализации проектной деятельности, изложенным в ГОСТ Р ИСО 14064-1—2021 (приложение Е).

Разработчику проекта необходимо указать в ПТД источники и исходные данные, используемые при расчете, применяемую методологию расчета, методы разделения различных форм энергии (например, в случае систем когенерации, если применимо), прозрачно и точно задокументировать собственную процедуру расчета рыночного коэффициента косвенных энергетических выбросов.

9.2 Фугитивные выбросы CH₄ от транспортировки попутного нефтяного газа на установку конечного использования PE_{CH₄,T,y}

Примечание — Участники проекта могут игнорировать этот источник выбросов, если трубопровод, транспортирующий ПНГ к установке конечного использования, идентичен (с точки зрения длины, конструкции и других характеристик, которые могут повлиять на фугитивные выбросы и потребности в энергии для компрессоров) трубопроводу, используемому для транспортировки ПНГ на факел в сценарии базовой линии или если явно можно ожидать, что фугитивные выбросы CH₄ будут ниже в случае реализации базового проекта. В этом случае как выбросы при реализации базовой линии BE_{T,CH₄,y} так и проектные выбросы PE_{CH₄,T,y} следует игнорировать.

Если транспортировка ПНГ к установке конечного использования требует только удлинения трубопровода до факела в сценарии базовой линии, то выбросы при реализации базовой линии для существующего трубопровода¹⁾ можно не учитывать, а проектные выбросы необходимо оценивать только для удлинения трубопровода.

Фугитивные выбросы CH₄ будут оцениваться с использованием той же процедуры, что и в разделе выбросов при реализации базовой линии для BET_{CH₄,y}.

Кроме того, в случае аварий следует рассчитать соответствующие фугитивные выбросы CH₄. Если авария вызывает утечку газа из трубопровода, объем газа рассчитывается как сумма общего количества газа, прошедшего с момента возникновения аварии до момента прекращения подачи газа, и общего количества газа, оставшегося в трубопроводе на момент отключения. Аварийный выброс метана из трубопровода следует рассчитывать по формуле

$$PE_{CH_4,A,y} = GWP_{CH_4} \cdot \frac{1}{1000} (V_{accident} + V_{remain,accident}) \cdot w_{CH_4,pipeline,accident} \quad (25)$$

при

$$V_{accident} = t_{accident} \cdot F = (t_2 - t_1) \cdot F \quad (26)$$

и

$$V_{remain,accident} = d^2 \cdot \pi \cdot L \cdot \frac{P_p}{P_s} \cdot \frac{T_s}{T_p} \cdot \frac{V_{d,accident}}{\sum_i V_{xi,d,accident} + V_{d,accident}}, \quad (27)$$

где PE_{CH₄,A,y} — выбросы метана из трубопровода транспортировки в результате аварии, т CO₂-экв;

V_{accident} — объем ПНГ, подаваемого в трубопровод с установки по переработке нефти и природного газа с момента начала утечки газа до закрытия запорной арматуры, м³;

V_{remain,accident} — объем ПНГ, остающийся в трубопроводе после закрытия запорной арматуры, м³;

w_{CH₄,pipeline,accident} — массовая доля метана в попутном газе, кг CH₄/м³;

t_{accident} — продолжительность аварии, с;

t₁ — время утечки газа, вызванной аварией (в час происшествия);

t₂ — время закрытия запорной арматурой как верхнего, так и нижнего трубопровода (час закрытия трубы);

F — расход ПНГ, поступающего с установки по переработке нефти и природного газа, м³/с;

d — радиус трубопровода, м;

π — отношение длины окружности к ее диаметру (безразмерное);

L — длина трубопровода, м;

P_p — давление в трубопроводе при закрытии запорной арматуры как на входе, так и на выходе трубопровода, атм;

P_s — стандартное давление, атм;

T_p — температура в трубопроводе при закрытии запорной арматуры как на входе, так и на выходе трубопровода, °С;

T_s — стандартная температура, К;

V_{d,accident} — объем ПНГ, подаваемого в трубопровод с установки по переработке нефти и природного газа до возникновения аварии за период, м³;

V_{xi,d,accident} — объем газа, подаваемого в трубопровод из других источников, если таковые имеются, до возникновения аварии за период, м³.

¹⁾ Другими словами, выбросы от (FCT_{flare,x} · V_y · EFFCT_{flare,x}) + FE.

9.3 Выбросы CO₂, происходящие на установке конечного использования в результате деятельности по проекту $PE_{CO_2, facility, y}$

Расчет этого источника выбросов зависит от примененного сценария.

9.3.1 Сценарий 1

В случае сценария 1 выбросы CO₂, происходящие на установке конечного использования в результате деятельности по проекту, не учитываются, поскольку производство происходит на одной и той же установке, производится одинаковое качество продукта и эффективность производственного процесса не зависит от деятельности по проекту.

9.3.2 Сценарий 2

Использование ПНГ на установке конечного использования вместо природного газа может быть связано с повышенным сжиганием ископаемого топлива или электроэнергии, например, для очистки ПНГ. Следовательно, учитываются только выбросы от такого использования дополнительной энергии в деятельности по проекту. Следует контролировать соответствующее потребление ископаемого топлива и электроэнергии, а проектные выбросы от таких потребностей в энергии $PE_{CO_2, facility, y}$ следует рассчитывать следующим образом:

9.3.2.1 Выбросы CO₂ от сжигания ископаемого топлива

Выбросы CO₂ от сжигания ископаемого топлива в процессе j рассчитываются на основе количества сжигаемого топлива и коэффициента выбросов CO₂ для этих видов топлива следующим образом:

$$PE_{CO_2, facility, y} = \sum_i FC_{PJ,P, facility, i, y} \cdot COEF_{i, y}, \quad (28)$$

где $PE_{CO_2, facility, y}$ — проектные выбросы CO₂, происходящие на установке конечного использования в результате деятельности по проекту, т CO₂;

$FC_{PJ,P, facility, i, y}$ — количество вида топлива i , сжигаемого для переработки ПНГ, например, для очистки ПНГ в течение года y , единица массы или объема/год;

$COEF_{i, y}$ — коэффициент выбросов CO₂ от топлива типа i в год y , т CO₂/единица массы или объема;

i — виды топлива, сжигаемые для переработки ПНГ, например, для очистки ПНГ в течение года y .

Коэффициент выбросов CO₂ $COEF_{i, y}$ может быть рассчитан с использованием одного из следующих двух вариантов, в зависимости от наличия данных о виде ископаемого топлива i , следующим образом:

Вариант А. Коэффициент выбросов CO₂ $COEF_{i, y}$ рассчитывают на основе химического состава вида ископаемого топлива i , используя следующий подход.

Если $FC_{PJ,P, facility, i, y}$ измеряется в единице массы, то используют формулу (21).

Если $FC_{PJ,P, facility, i, y}$ измеряется в единице объема, то используют формулу (22).

Вариант Б. Коэффициент выбросов CO₂ $COEF_{i, y}$ рассчитывается на основе чистой теплотворной способности и коэффициента выбросов CO₂ вида топлива i следующим образом:

$$COEF_{i, y} = NCV_{i, y} \cdot EF_{CO_2, i, y}, \quad (29)$$

где $COEF_{i, y}$ — коэффициент выбросов CO₂ от топлива типа i в год y , т CO₂/единица массы или объема;

$NCV_{i, y}$ — средневзвешенный показатель чистой теплотворной способности вида ископаемого топлива i , использованного в год y , ГДж/единица массы или объема;

$EF_{CO_2, i, y}$ — средневзвешенный коэффициент выбросов CO₂ от вида ископаемого топлива i в год y , т CO₂/ГДж;

i — виды топлива, сжигаемые для переработки ПНГ, например, для очистки ПНГ в течение года y .

Вариант А должен быть предпочтительным подходом при наличии необходимых данных.

9.3.2.2 Расчет проектных выбросов от потребления электроэнергии

В общем подходе проектные выбросы от потребления электроэнергии рассчитываются на основе количества потребленной электроэнергии, коэффициента выбросов для производства электроэнергии и коэффициента для учета потерь при передаче следующим образом:

$$PE_{CO_2, facility, y} = EC_{PJ,P, facility, y} \cdot EF_{EF, j, y} \cdot (1 \cdot TDL_{j, y}), \quad (30)$$

где $PE_{CO_2, facility, y}$ — проектные выбросы CO_2 , происходящие на установке конечного использования в результате деятельности по проекту, т CO_2 ;

$EC_{PJ,P, facility, y}$ — количество электроэнергии, потребляемой проектным расходом электроэнергии на переработку ПНГ, например на очистку ПНГ в течение года y , МВт · ч/год;

$EF_{EF,j,y}$ — коэффициент выбросов для производства электроэнергии для переработки ПНГ, например для очистки ПНГ в течение года y , т CO_2 /МВт · ч;

$TDL_{j,y}$ — средние технические потери при передаче и распределении для обеспечения электроэнергии для переработки ПНГ, например для очистки ПНГ в течение года y .

Коэффициент выбросов для производства электроэнергии $EF_{EF,j,y}$ определяется в соответствии с разделами 9.1.2.1 и 9.1.2.2.

9.3.3 Сценарии 3, 4 и 5

В этих сценариях установка конечного использования создается в результате деятельности по проекту, а полезный химический продукт будет производиться на других установках в отсутствие деятельности по проекту. Выбросы от использования ископаемого топлива следует определять следующим образом:

$$PE_{CO_2, facility, y} = PE_{FC, j, y} + PE_{EC, y} \quad (31)$$

где $PE_{CO_2, facility, y}$ — проектные выбросы CO_2 , происходящие на установке конечного использования в результате деятельности по проекту в год y , т CO_2 /год;

$PE_{FC, j, y}$ — выбросы CO_2 от сжигания ископаемого топлива в процессе j в течение года y , т CO_2 /год;

$PE_{EC, y}$ — проектные выбросы от потребления электроэнергии в год y , т CO_2 /год.

9.3.4 Выбросы CO_2 от сжигания ископаемого топлива

Выбросы CO_2 от сжигания ископаемого топлива в процессе j рассчитываются на основе количества сжигаемого топлива и коэффициента выбросов CO_2 для этих видов топлива следующим образом:

$$PE_{FC, j, y} = \sum_i FC_{i,j,y} \cdot COEF_{i,y} \quad (32)$$

где $PE_{FC, j, y}$ — выбросы CO_2 от сжигания ископаемого топлива в процессе j в течение года y , т CO_2 /год;

$FC_{i,j,y}$ — количество вида топлива i , сожженного в процессе j в течение года y , единица массы или объема/год;

$COEF_{i,y}$ — коэффициент выбросов CO_2 от топлива типа i в год y , т CO_2 /единица массы или объема;

i — виды топлива сжигаются в процессе j в течение года y .

Коэффициент выбросов CO_2 $COEF_{i,y}$ может быть рассчитан с использованием одного из следующих двух вариантов, в зависимости от наличия данных о виде ископаемого топлива i , следующим образом:

Вариант А. Коэффициент выбросов CO_2 $COEF_{i,y}$ рассчитывают на основе химического состава вида ископаемого топлива i , используя следующий подход.

Если $FC_{i,j,y}$ измеряется в единице массы, то используют формулу (21).

Если $FC_{i,j,y}$ измеряется в единице объема, то используют формулу (22).

Вариант Б. Коэффициент выбросов CO_2 $COEF_{i,y}$ рассчитывают на основе чистой теплотворной способности и коэффициента выбросов CO_2 вида топлива i следующим образом:

$$COEF_{i,y} = NCV_{i,y} \cdot EF_{CO_2,i,y} \quad (33)$$

где $COEF_{i,y}$ — коэффициент выбросов CO_2 от топлива типа i в год y , т CO_2 /единица массы или объема;

$NCV_{i,y}$ — средневзвешенный показатель чистой теплотворной способности вида ископаемого топлива i , использованного в год y , ГДж/единица массы или объема;

$EF_{CO_2,i,y}$ — средневзвешенный коэффициент выбросов CO_2 от вида ископаемого топлива i в год y , т CO_2 /ГДж;

i — виды топлива сжигаются в процессе j в течение года y .

Вариант А должен быть предпочтительным подходом при наличии необходимых данных.

9.3.5 Расчет проектных выбросов от потребления электроэнергии

В общем подходе проектные выбросы от потребления электроэнергии рассчитывают на основе количества потребленной электроэнергии, коэффициента выбросов для производства электроэнергии и коэффициента для учета потерь при передаче следующим образом:

$$PE_{EC, y} = \sum_j EC_{PJ, j, y} \cdot EF_{EF, j, y} \cdot (1 \cdot TDL_{j, y}), \quad (34)$$

где $PE_{EC, y}$ — проектные выбросы от потребления электроэнергии в год y , т CO_2 /год;

$EC_{PJ, j, y}$ — количество электричества, потребленного источником потребления электричества по проекту j в год y , МВт · ч/год;

$EF_{EF, j, y}$ — коэффициент выбросов для производства электроэнергии для источника j в год y , т CO_2 /МВт · ч;

$TDL_{j, y}$ — средние технические потери при передаче и распределении электроэнергии для источника j в год y ;

j — источники потребления электроэнергии в проекте.

Коэффициент выбросов для производства электроэнергии $EF_{EF, j, y}$ определяется в соответствии с разделами 9.1.2.1 и 9.1.2.2.

9.4 Сокращение выбросов

Сокращение выбросов рассчитывается как разница между выбросами при реализации базовой линии и проектными выбросами с учетом любых поправок на утечку:

$$ER_y = BE_y - PE_y, \quad (35)$$

где ER_y — сокращение выбросов в течение года y , т CO_2 /год;

BE_y — выбросы по базовой линии в год y , т CO_2 /год;

PE_y — выбросы по проектному сценарию в год y , т CO_2 /год.

9.5 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 (см. таблицу 11). 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 вариантов «низкий, средний, высокий» или любой другой понятной числовой шкалы;
- описание периода влияния каждого риска на весь климатический проект;
- информацию о принимаемых мерах по минимизации или предотвращению каждого вида рисков;
- время реализации каждой меры, которая снижает или предотвращает возникновение рисков.

Т а б л и ц а 11 — Управление рисками

Стадия реализации климатического проекта	Описание рисков	Вероятность возникновения	Влияние на проект	Период воздействия	Методы минимизации рисков	Период реализации
—	—	Низкая, средняя, высокая	Низкая, средняя, высокая	Подготовительный период 1—2 года после внедрения. Весь период действия климатического проекта	Подробное описание мер по снижению каждого риска	Описание сроков реализации этих мероприятий
—	—	Шкала от 1 до 5 или др.	Шкала от 1 до 5 или др.	—	—	—

10 Оценка выбросов от утечек проектной деятельности

Мероприятия проекта не должны приводить к совокупному увеличению массы выбросов ПГ или снижению уровня их поглощения вне области влияния таких мероприятий.

При этом необходимо принимать во внимание и полностью учитывать тот факт, что если утечки проекта существуют, то они должны быть оценены.

11 Минимизация риска непостоянства

Требования не применяются.

12 Методы предотвращения двойного учета негативных эффектов на окружающую среду и общество

Для предотвращения двойного учета¹⁾ разработчиком климатического проекта в ПДТ следует изложить систему подходов и разработать технические решения, которые будут гарантировать отсутствие двойного учета в соответствии с ГОСТ Р ИСО 14080. При этом следует:

- избегать перекрытия (наложения) границ при их задании;
- обеспечивать использование согласованных методик по отношению к однотипным источникам выбросов ПГ;
- сформировать принцип раскрытия информации о климатических проектах;
- анализировать любую область потенциального перекрытия границ и информировать о возможности возникновения конфликтов.

Климатический проект должен демонстрировать соответствие всем требованиям законодательства в той юрисдикции, где он расположен. Инициаторы проекта должны учитывать, существует ли риск того, что их проект окажет негативное воздействие на местные сообщества, биоразнообразие и окружающую среду. Такие проекты не должны приводить к повышенному загрязнению воздуха, почвы, поверхностных и подземных вод, конфликтам в сообществе, проблемам землевладения, принудительным выселениям, нарушениям прав человека или ухудшению здоровья и благополучия из-за ограниченного доступа к лесам или природной зоне.

12.1 Права человека

Проект должен уважать провозглашенные на международном уровне права человека, включая достоинство, культурные ценности и уникальность коренных народов. Проект не должен быть причастен к нарушениям прав человека.

Проект не должен быть связан с недобровольными переселениями и не должен быть соучастником этих переселений.

Проект не должен предполагать участие и не должен являться соучастником изменения, повреждения или удаления какого-либо важного культурного наследия.

12.2 Трудовые стандарты

Проект должен уважать свободу ассоциации сотрудников и их право на ведение коллективных переговоров и не быть причастным к ограничению этих свобод и прав.

Проект не должен быть причастен и связан с принудительным или обязательным трудом в какой-либо форме.

Проект не должен использовать и не должен быть причастным к какой-либо форме детского труда.

Проект не должен быть связан с какой-либо формой дискриминации и быть причастным к этому.

Проект должен обеспечивать работникам безопасную и здоровую рабочую среду и не поддерживать воздействия на работников небезопасных или нездоровых условий труда.

¹⁾ Двойной учет: учет выбросов или поглощения ПГ, выполненный более одного раза. Двойной учет может иметь место, если две или более подотчетных организаций 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).

12.3 Защита окружающей среды

Проект не должен быть связан и принимать участие в существенном преобразовании или деградации критически важных естественных местообитаний, в т. ч. тех, которые охраняются законом, официально предложены для охраны, признаны авторитетными источниками в связи с их высокой природоохранной ценностью или признаны охраняемыми традиционными местными сообществами.

12.4 Антикоррупционное законодательство

Проект должен уважать свободу ассоциации сотрудников и их право на ведение коллективных переговоров и не должен быть причастным к ограничению этих свобод и прав.

Проект не должен быть связан с коррупцией и являться замешанным в ней.

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

При продлении зачетного периода проект подлежит проверке с элементами валидации и технической оценки органом по валидации и верификации для определения необходимых обновлений базовой линии и количественной оценки сокращений выбросов.

Приложение А (справочное)

Рекомендации по подтверждению дополнительности проектной деятельности

А.1 Введение

Дополнительность проектной деятельности должна быть продемонстрирована с помощью достоверной оценки, которая показывает, что деятельность не была бы осуществлена в отсутствие стимулов, возникающих благодаря функционированию углеродного рынка, с учетом всех соответствующих национальных нормативных и законодательных актов.

Проект должен соответствовать критериям климатических проектов в соответствии с законодательством, действующим в сфере ограничения выбросов парниковых газов.

Проект не может быть признан дополнительным, если мероприятия проекта являются обязательными требованиями законодательства.

Для подтверждения дополнительности необходимо провести анализ возможности альтернативной деятельности, аналогичной предлагаемой проектной деятельности, и продемонстрировать дополнительную с применением инструментов инвестиционного и/или¹⁾ барьерного анализов, а также оценить, не относится ли проект к устоявшейся практике (если применимо). Рекомендации по выбору подходов для подтверждения дополнительности приведены на схеме принятия решения (см. рисунок А.1).

А.2 Область и сроки применения

Настоящие рекомендации представляют собой общую основу для оценки и обоснования дополнительности и применимы к широкому спектру типов проектов. Некоторые типы проектов могут потребовать корректировки представленной в настоящем приложении общей структуры; в таком случае уточнения и/или дополнения к применимости настоящих положений приведены в соответствующих методиках проектов.

Настоящие рекомендации не заменяют собой руководящие положения по определению базовой линии. Методические подходы к определению базовой линии представлены в соответствующих методиках реализации проектной деятельности. Участники проекта, предлагающие новые собственные методики определения базовой линии, должны обеспечить согласованность между определением дополнительности проектной деятельности и определением базовой линии.

Дополнительность должна оцениваться на момент задокументированного принятия решения о реализации проекта. В случае, если данные на момент принятия такого решения невозможно подтвердить, дополнительность оценивается на момент предполагаемого начала зачетного периода. Сроки зачетного периода прописаны для каждого вида проекта в соответствующей методике.

Примечание — В случае проведения инвестиционного анализа на основе фактических данных на момент начала предполагаемого зачетного периода необходимо привести данные к моменту принятия решения путем использования соответствующих индексов роста цен и фактической инфляции.

При проведении валидации проектной деятельности для оценки дополнительности проекта с применением положений настоящего приложения аккредитованные ОВВ должны тщательно оценить и проверить надежность и достоверность данных, обоснований, предположений и документации, предоставленных разработчиками проекта для обоснования дополнительности проектной деятельности. Проведенная проверка и выводы должны быть прозрачно задокументированы в отчете о валидации.

А.3 Методические подходы к обоснованию дополнительности проекта

Настоящие рекомендации предусматривают поэтапный подход к обоснованию и оценке дополнительности проектной деятельности. Для обоснования дополнительности проекта следует выполнить следующие этапы:

- 1) этап 0. Предварительный этап:
 - этап 0.1 Определение проекта как «прорывного»;
 - этап 0.2 Анализ устоявшейся практики;
- 2) этап 1. Выявление альтернатив проектной деятельности;

¹⁾ Разработчики проекта могут использовать в своей деятельности как инвестиционный, так и барьерный анализ. При желании можно использовать оба вида анализа для подтверждения дополнительности.

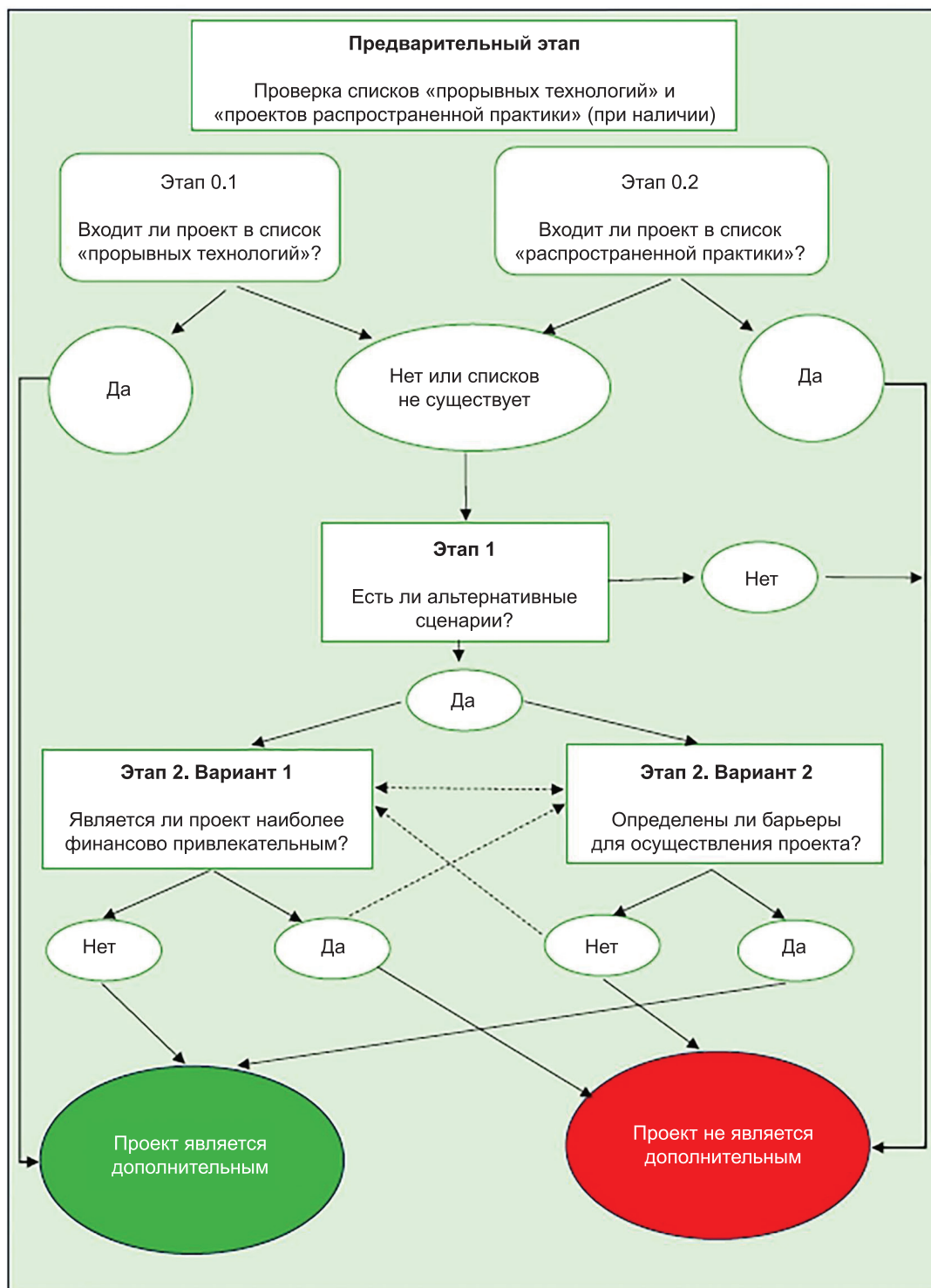


Рисунок А.1 — Схема принятия решения по выбору подхода для подтверждения дополнительности

Примечание — Пунктирной линией показана возможность проведения альтернативного анализа в случае, если выбранный вид анализа не подтверждает дополнительность.

3) этап 2. Обоснование дополнительности:

- вариант 1. Обоснование того, что предлагаемая проектная деятельность не является:
 - наиболее экономически выгодным сценарием развития или
 - экономически или финансово возможной без учета средств от продажи углеродных единиц;
- вариант 2. Выявление барьеров для реализации проектной деятельности.

А.3.1 Предварительный этап

На предварительном этапе проводится проверка того, включены ли технологии, которые планируется использовать в проектной деятельности, в список новых перспективных технологий, для которых отсутствуют механизмы государственной поддержки (этап 0.1), или в список проектов устоявшейся практики (этап 0.2).

Прохождение предварительного этапа предусмотрено только в случае, если имеются официальные утвержденные списки новых перспективных технологий и проектов устоявшейся практики.

В случае отсутствия таких списков, согласованных с профильными отраслевыми министерствами, предварительный этап подтверждения дополнительной не применим.

В случае наличия официальных утвержденных списков проектов устоявшейся практики проведение проверки дополнительной в соответствии с этапом 0.2 является обязательным.

А.3.1.1 Этап 0.1. Определение проекта как «прорывного»

В отдельных случаях для подтверждения дополнительной можно представить доказательства того, что в проекте планируется использование новых перспективных технологий, для которых отсутствуют механизмы государственной поддержки.

Данный этап не является обязательным, и если он не применяется, то это по умолчанию означает, что предлагаемая проектная деятельность не является «прорывной» и обоснование дополнительной должно начинаться с этапа 1.

Проект является «прорывным» в применимой географической зоне¹⁾, если используется новая перспективная технология, отличная от технологий, реализуемых любыми другими видами деятельности, которые способны обеспечить такой же результат и при условии, что для технологии, реализуемой в проектной деятельности, не предусмотрено никаких механизмов государственной поддержки.

Определение проекта как «прорывного» может применяться только для технологических проектов по сокращению выбросов и только при условии, что осуществлен выбор зачетного периода для проектной деятельности «максимум 10 лет без возможности продления».

Принятие решения по результатам предварительного этапа 0.1.

Если предлагаемый проект внесен в список новых перспективных технологий, не имеющих механизмов государственного финансирования, то предложенная проектная деятельность является дополнительной.

В противном случае необходимо проверить, не внесена ли планируемая проектная деятельность в список проектов устоявшейся практики (этап 0.2, при наличии), или, при отсутствии списков проектов устоявшейся практики, перейти к этапу 1.

А.3.1.2 Этап 0.2. Анализ устоявшейся практики

Данный этап служит для определения того, является ли предлагаемая проектная деятельность устоявшейся практикой, применяемой в стране, регионе или секторе.

Анализ устоявшейся практики проводится для того, чтобы деятельность, которая стала «обычной практикой», постепенно перестала поддерживаться углеродным рынком и рынок переключился на поддержку новых технологий.

Оценка устоявшейся практики должна использоваться как преграда для проведения проектов определенного типа, которые уже стали обычной практикой.

К проектам устоявшейся практики могут относиться технологии, которые либо пользуются (пользовались в прошлом) господдержкой, либо реализуют утвержденные НДТ в своих отраслях, либо представляют собой широко применяемые технические решения, являющиеся (являвшиеся ранее) устоявшейся практикой в соответствующих отраслях.

Определение того, относится ли проект к устоявшейся практике, должно проводиться в соответствии с утвержденными списками проектов устоявшейся практики. В случае отсутствия таких списков, согласованных с профильными отраслевыми министерствами, этап 0.2 не применяется.

Принятие решения по результатам предварительного этапа 0.2.

Если предложенная проектная деятельность внесена в список проектов, рассматривающихся как устоявшаяся практика, то она не является дополнительной.

Если предложенная проектная деятельность не рассматривается как устоявшаяся практика, следует перейти к обоснованию дополнительной, выполнив этапы 1 и 2.

А.3.2 Этап 1. Выявление альтернатив проектной деятельности

Необходимо определить реалистичную и надежную альтернативу, разрешенную действующим законодательством и нормативными актами и доступную участникам проекта или разработчикам аналогичных проектов. Такие альтернативные сценарии могут включать:

а) реализацию предлагаемой по проекту деятельности без регистрации в качестве климатического проекта;

¹⁾ Под применимой географической зоной обычно подразумевается территория страны, в которой планируется проведение проекта. Если разработчики проекта определяют применимую географическую зону как часть территории страны (административный округ, регион, область и т. д.), то необходимо привести пояснения отличия выбранной части территории страны с точки зрения применимости технологий.

б) реализацию других реалистичных альтернативных сценариев, которые позволят получить результаты¹⁾ с функционально эквивалентными²⁾ качеством, свойствами и областями применения;

в) сохранение текущей ситуации (проектная деятельность или другие альтернативы не осуществлены).

Необходимо показать, что рассматриваемые альтернативы законодательно допустимы и не противоречат всем обязательным применимым законодательным и нормативным требованиям³⁾, даже если законы и нормативные акты преследуют иные цели, чем сокращение выбросов ПГ, например уменьшение локального загрязнения воздуха.

Принятие решения по результатам этапа 1.

Выявлено наличие или отсутствие альтернативного к проектной деятельности сценария развития, обеспечивающего результаты или услуги, функционально эквивалентные предлагаемой проектной деятельности, и соответствующего обязательным законодательным требованиям и нормативным актам.

Если предлагаемая проектная деятельность является единственной среди сценариев деятельности, обеспечивающих результаты или услуги, сопоставимые с предлагаемой проектной деятельностью, которая соответствует обязательным законодательным и нормативным актам, то предлагаемая проектная деятельность не является дополнительной.

Если выявлен реалистичный и обоснованный альтернативный сценарий, обеспечивающий результаты или услуги, сопоставимые с предлагаемой проектной деятельностью, который соответствует обязательным законодательным требованиям и нормативным актам, то необходимо продемонстрировать дополнительную проектной деятельности с применением инструментов инвестиционного (этап 2, вариант 1) и/или барьерного (этап 2, вариант 2) анализом.

А.3.3 Этап 2. Вариант 1. Инвестиционный анализ

Инвестиционный анализ проводится для того, чтобы определить, что предложенная проектная деятельность не является:

- экономически или финансово возможной без учета средств от продажи углеродных единиц (инвестиционный анализ по варианту 1.1, см. далее) или
- наиболее экономически или финансово привлекательной (применяется инвестиционный анализ по вариантам 1.2 или 1.3 ниже).

Для проведения инвестиционного анализа необходимо:

- определить, какой вид анализа будет использоваться — простой анализ затрат, инвестиционный сравнительный анализ или сравнение с эталонным финансовым сценарием (benchmark)⁴⁾;
- если проектная деятельность и альтернативы, определенные на этапе 1, не приносят иной финансовой или экономической прибыли, кроме доходов по проекту⁵⁾, то должен применяться простой анализ затрат (вариант 1.1). В иных случаях должен применяться инвестиционный сравнительный анализ (вариант 1.2) или сравнение с эталонным финансовым сценарием (вариант 1.3).

А.3.3.1 Вариант 1.1. Применение простого анализа затрат

Необходимо подтвердить⁶⁾ затраты, связанные с проектной деятельностью и альтернативами, определенными на этапе 1, и продемонстрировать, что существует по крайней мере одна альтернатива, которая является менее затратной, чем проектная деятельность.

Если будет сделан вывод о том, что предлагаемая проектная деятельность является более дорогостоящей, чем хотя бы одна альтернатива, тогда проектная деятельность не является наиболее финансово привлекательной.

¹⁾ Под результатом деятельности подразумевается продукция/услуги, произведенные в ходе проектной деятельности.

²⁾ Функциональная эквивалентность (functional equivalence): единая основа для проекта, альтернативного и базового сценариев в количественной оценке ПГ, используемая для обеспечения того, чтобы проектный, альтернативный и базовый сценарии соответствовали эквивалентным уровням производства продукции и услуг (буквально для обеспечения «сравнения яблок с яблоками»).

³⁾ Необходимо также учитывать законодательные и нормативные требования, вступление в силу которых ожидается, если такие требования уже были приняты и была публикация соответствующей новости на официальном сайте в сети Интернет до даты подачи заявления на валидацию или до даты начала зачетного периода, если эти даты различны.

⁴⁾ Эталонный финансовый сценарий (финансовый бенчмарк) — эталонный финансовый показатель, с которым можно сравнить результат работы своей компании или доходность инвестиционного портфеля с наиболее эффективным вариантом.

⁵⁾ Доходами от проекта считается продажа сертифицированных сокращений выбросов (углеродных единиц), полученных при реализации проектной деятельности.

⁶⁾ Подтверждением может служить предоставление информации из независимого источника.

А.3.3.2 Вариант 1.2. Применение инвестиционного сравнительного анализа

Необходимо определить финансовые показатели, наиболее подходящие для данного типа проекта и контекста принятия решений. Могут использоваться такие показатели, как ВНД, чистая приведенная стоимость (ЧПС), отношение издержек и прибыли или производственные издержки (например, нормированная себестоимость производства электроэнергии в руб./кВтч или нормированная себестоимость поставленного тепла в руб./ГДж). Обоснованность показателей для инвестиционного сравнительного анализа подтверждается при валидации проекта ОВВ.

Сравнение финансовых показателей для предлагаемой проектной деятельности и альтернативных вариантов должно быть представлено в ПТД проекта.

Если какая-либо из других альтернатив будет иметь лучший показатель (например самую высокую ВНД), то проектная деятельность не является наиболее финансово привлекательной.

А.3.3.3 Вариант 1.3. Применение сравнительного анализа с эталонным финансовым сценарием

Необходимо определить финансовые/экономические показатели, например, ВНД, наиболее подходящие для данного типа проекта.

Сравнение финансовых показателей для предлагаемой проектной деятельности с эталонным финансовым сценарием должно быть представлено в ПТД проекта. Если проектная деятельность имеет менее благоприятный показатель (например, более низкую ВНД), чем эталон, тогда проектная деятельность не является наиболее финансово привлекательной.

При применении варианта 1.2 или варианта 1.3 финансовый/экономический анализ должен основываться на стандартных для рынка параметрах, учитывающих специфические характеристики типа проекта, но не связанных с субъективными ожиданиями доходности или рисков конкретного разработчика проекта. Только в отдельных случаях, например, когда проектная деятельность модернизирует существующий процесс или ресурс (например, отходы), имеющиеся на территории проекта и не подлежащие продаже, может быть рассмотрено конкретное финансовое/экономическое положение компании, осуществляющей проектную деятельность.

А.3.3.3.1 Расчет и сравнение финансовых показателей (применимо только к вариантам 2 и 3)

Рассчитывают подходящие финансовые показатели для предлагаемой проектной деятельности и в случае варианта 2 для других альтернатив. Включают все соответствующие затраты (например, инвестиционные затраты, затраты на эксплуатацию и техническое обслуживание) и доходы (исключая доходы от продажи углеродных единиц) и, при необходимости, нерыночные затраты и выгоды в случае государственных инвесторов, если это является стандартной практикой отбора государственных инвестиций в стране/регионе реализации проектной деятельности.

Инвестиционный анализ должен быть представлен в понятной, прозрачной форме с указанием всех соответствующих допущений. Информацию о проведенном инвестиционном анализе предпочтительно включать в ПТД или в отдельные приложения к ПТД в таком виде, чтобы можно было воспроизвести анализ и получить те же результаты.

Необходимо привести ссылки на все критические технико-экономические параметры и допущения (такие, как капитальные затраты, цены на топливо, срок службы, ставка дисконтирования или стоимость капитала), обновать и/или привести допущения таким образом, чтобы они могли быть подтверждены.

А.3.3.3.2 Анализ чувствительности (применяется только для вариантов 1.2 и 1.3)

Анализ чувствительности должен показать, что выводы о финансовой/экономической привлекательности альтернатив не зависят от колебаний основных предпосылок (в разумных пределах). Инвестиционный анализ является убедительным аргументом в пользу дополнительной, только если он подтверждает, что при реалистичном диапазоне предпосылок проектная деятельность не может быть финансово/экономически привлекательной.

Принятие решения по результатам этапа 2.

По результатам анализа финансовой/экономической привлекательности проекта в сравнении с реалистичным и обоснованным альтернативным сценарием или финансовым эталоном:

- если можно сделать вывод, что предлагаемая проектная деятельность не является финансово/экономически привлекательной, проектная деятельность является дополнительной;

Дополнительно можно обосновать наличие барьеров для проведения проектной деятельности, воспользовавшись этапом 2, вариантом 1 — барьерным анализом:

- в противном случае необходимо продемонстрировать дополнительную проектной деятельности с применением барьерного анализа (этап 2, вариант 1). Если нижеприведенный анализ барьеров не покажет, что предлагаемая проектная деятельность сталкивается с барьерами, но которые не препятствуют осуществлению хотя бы одной альтернативы, проектная деятельность не будет считаться дополнительной.

А.3.4 Этап 2. Вариант 2. Барьерный анализ

Данный этап служит для выявления барьеров для реализации проектной деятельности и оценки того, каким альтернативным сценариям препятствуют эти барьеры.

Барьерный анализ может быть применен для подтверждения дополнительной как в дополнение к инвестиционному анализу, так и самостоятельно.

Если используется данный этап, необходимо определить, сталкивается ли предлагаемая проектная деятельность с барьерами, которые:

- препятствуют осуществлению предлагаемой проектной деятельности и
- не препятствуют осуществлению хотя бы одного из альтернативных сценариев.

Выявление барьеров является достаточным условием для обоснования дополнительной только в том случае, если регистрация проектной деятельности в реестре в качестве климатического проекта устраняет выявленные барьеры.

- 1) Выявление барьеров, которые препятствовали бы осуществлению проектной деятельности

Необходимо установить, что существуют реалистичные и обоснованные барьеры, которые помешают осуществлению предлагаемой проектной деятельности, если проектная деятельность не будет зарегистрирована в качестве климатического проекта. Такие реалистичные и обоснованные барьеры могут включать:

- а) инвестиционные барьеры, кроме экономических/финансовых барьеров в приведенном выше инвестиционном анализе;
- б) технологические барьеры (доступность технологии);
- в) технические барьеры (возможность реализации технологии);
- г) регуляторные барьеры (наличие нормативных ограничений на применение технологии);
- д) социально-экологические барьеры (уровень воздействия на окружающую среду и местные сообщества);
- е) квалификационные (доступность необходимых компетенций для реализации технологии);
- ж) пр.

- 2) Необходимо доказать, что выявленные барьеры не мешают реализации хотя бы одной альтернативы (за исключением предлагаемой проектной деятельности).

Применяя анализ барьеров, необходимо предоставить прозрачные и документально подтвержденные доказательства существования барьеров и пояснения относительно того, как они демонстрируют существование и значимость выявленных барьеров, и препятствуют ли они реализации альтернатив. Тип предоставляемых доказательств должен включать по крайней мере один из следующих пунктов:

- а) соответствующее законодательство, нормативную информацию или отраслевые нормы;
- б) соответствующие (отраслевые) исследования или обзоры (например, обзоры рынков, технологические исследования и т. д.), проведенные университетами, научно-исследовательскими институтами, отраслевыми ассоциациями, компаниями, двусторонними/многосторонними организациями и т. д.;
- в) соответствующие статистические данные из национальной или международной статистики;
- г) документирование соответствующих рыночных данных (например, рыночные цены, тарифы, правила);
- д) письменное документирование независимых экспертных оценок, полученных от промышленных, образовательных учреждений (например, университетов, технических школ, учебных центров), отраслевых ассоциаций и др.

Дополнительно могут быть предоставлены внутренние документы компании, однако решение о существовании и значимости выявленных барьеров только на их основании приниматься не должно.

Принятие решения по результатам этапа 3.

Если в результате проведенного барьерного анализа выявлено наличие барьеров, которые препятствовали бы осуществлению проектной деятельности, но при этом не мешали реализации хотя бы одного альтернативного сценария, а регистрация проектной деятельности в реестре в качестве климатического проекта устраняла выявленные барьеры, то проектная деятельность является дополнительной.

В противном случае необходимо продемонстрировать дополнительную проектной деятельности с применением инвестиционного анализа (этап 2). Если инвестиционный анализ не покажет, что проектная деятельность не является наиболее финансово привлекательной, проектная деятельность не является дополнительной.

Библиография

- [1] Федеральный закон от 2 июля 2021 г. № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов»
- [2] AM0037: Flare (or vent) reduction and utilization of gas from oil wells as a feedstock. Version 3.0. Large-scale Methodology
<https://cdm.unfccc.int/UserManagement/FileStorage/PST6IGNEQUK5WMRA2OF4BVX308DHZJ>
- [3] Приказ Министерства природных ресурсов России от 27 мая 2022 г. № 371 «Об утверждении методик количественного определения объема выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов»
- [4] МГЭИК 2006. Руководящие принципы для национальных кадастров парниковых газов Межправительственной группы экспертов по изменению климата, 2006 г. Игглстон, Л. Буэндиа, К. Мива, Т. Нгара и К. Танабе. // Т.1-5. — IGES// Хайям. 2006
- [5] Агентство по охране окружающей среды США (EPA, 1995b), 1995 г. Протокол оценки выбросов при утечке оборудования, EPA-453/R-95-017, ноябрь 1995 г.
- [6] Норвежское агентство по охране окружающей среды. Отвод газа без сжигания и фугитивные выбросы в результате морской нефтегазовой деятельности в Норвегии: Модуль 2 — Оценки выбросов и методы количественного определения, суботчет 2, 15 марта 2016 г.
- [7] 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 13.020.01

Ключевые слова: методика, климатические проекты, изменение климата

Редактор *Е.Ю. Митрофанова*
Технический редактор *В.Н. Прусакова*
Корректор *Л.С. Лысенко*
Компьютерная верстка *И.А. Налейкиной*

Сдано в набор 27.12.2023. Подписано в печать 02.02.2024. Формат 60×84½. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 4,65. Уч.-изд. л. 3,72.

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.
www.gostinfo.ru info@gostinfo.ru