

Методология реализации климатического проекта № 0017

Строительство новой станции когенерации, поставляющей электроэнергию и тепло потребителям

Разработчик: Институт глобального климата и экологии имени
академика Ю. А. Израэля

Версия 1.0
07 07 2023 г.

Содержание

1. Термины и определения	3
2. Применимость методологии, границы проекта	4
2.1. Область применения	4
2.2. Применимость методологии	5
2.3. Границы проекта	5
3. Определение базовой линии	6
3.1. Оценка базовых выбросов парниковых газов	7
4. Период кредитования проекта	10
5. Дополнительность	10
6. Требования к плану мониторинга	12
7. Проектный сценарий	12
8. Оценка выбросов от утечек в ходе реализации проекта	15
9. Анализ риска непостоянства	16
10. Методы предотвращения двойного учета, негативного воздействия на окружающую среду и общество	16
11. Рекомендации в отношении изменения или сохранения базовой линии в случае продления периода кредитования и проектной деятельности	17
12. Нормативные ссылки	17
Приложение 1. Контролируемые / не контролируемые данные и параметры	19
Приложение 2. Управление рисками	20
Приложение 3. Рекомендуемый подход для определения сетевого коэффициента выбросов (коэффициент выбросов от системы электроснабжения)	20
Приложение 4. Рекомендуемый подход для определения коэффициента косвенных энергетических выбросов в случае прямых поставок электроэнергии	22
Приложение 5. Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии при продлении периода кредитования	23

1. Термины и определения

В данной методологии применяются следующие термины и определения¹:

Базовый объект по производству энергии – наиболее реалистичный объект, производящий электроэнергию и/или тепло при отсутствии предлагаемой проектной деятельности. Базовый объект по производству энергии должен быть определен в соответствии с разделом 3 данной методологии «Определение базовой линии». Следует продемонстрировать, что базовый объект генерации энергии широко используется в регионе/стране для получения результата, функционально эквивалентного проектной деятельности.

Когенерационная установка – установка, одновременно вырабатывающая электроэнергию и тепло за счет использования ископаемого топлива.

Период кредитования (англ. Crediting period) – это период, в течение которого верифицированные и сертифицированные сокращения выбросов ПГ или увеличение чистой антропогенной абсорбции ПГ поглотителями (в зависимости от ситуации), связанные с деятельностью по климатическому проекту, могут привести к выпуску углеродных единиц. Временной период, который применяется к периоду кредитования деятельности по климатическому проекту, и то, является ли период кредитования возобновляемым или фиксированным, определяется в соответствии с разделом 4 настоящей методологии.

Проектный объект – новая когенерационная установка на ископаемом топливе, используемая для выработки и поставки электроэнергии и/или тепла непосредственно на объект(ы)-получатель(и) и/или в электрическую или тепловую сеть и созданная в результате проектной деятельности. В данном контексте когенерационная установка считается новой, если она либо является полностью вновь построенным сооружением без истории эксплуатации, либо, в случае валидации проекта до 31.12.2025, имеет менее 5 лет эксплуатации, а в случае валидации проекта после 31.12.2025 – менее 2 лет эксплуатации.

Тепло – тепловая энергия, которая вырабатывается в теплогенерирующем объекте (например, в котле, когенерационной установке, тепловых солнечных панелях и т. д.) и передается теплоносителю (например, жидкости, газу, пару и т. д.) для использования в тепловых процессах.

Теплоемкость – чистое количество тепловой энергии на единицу массы теплоносителя, вырабатываемое на объекте проекта. Например, в случае теплового котла это означает разницу между удельной энтальпией пара, образующегося в котле, и удельной энтальпией теплоносителя (воды).

Тепловая сеть – пространственно распределенные объекты генерации тепла, физически соединенные теплопроводом (например, трубопроводная сеть, поставляющая тепло на несколько объектов-получателей), по которому выработанное в процессе проектной деятельности тепло может быть распределено к потребителю.

Объект-получатель – объект, потребляющий электрическую и тепловую энергию, поставляемую в рамках деятельности по климатическому проекту.

Электростанция, ЭС (англ. Power plant) – энергоустановка, предназначенная для производства электрической энергии, включающая в себя технические сооружения

¹ При использовании нормативных актов и сводов правил, цитируемых в настоящей методологии целесообразно проверить действие ссылочных документов в информационной системе общего пользования – на официальном сайте федерального органа исполнительной власти в сфере стандартизации в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты».

гражданского назначения, оборудование для преобразования энергии и необходимое вспомогательное оборудование по ГОСТ 19431-84^{2,3}.

Электроэнергетическая система (энергосеть, сеть, англ. Grid / Electric power system) – совокупность объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, связанных общим режимом работы в едином технологическом процессе производства, передачи и потребления электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике^{4,5}.

2. Применимость методологии, границы проекта

Ниже в таблице приводятся ключевые элементы методологии:

Таблица 1. Ключевые элементы методологии

Типовые проекты	Строительство новой когенерационной установки (проектного объекта ⁶), работающей на ископаемом топливе и поставляющей электроэнергию и теплоэнергию потребителям
Вид действий по сокращению выбросов ПГ	- энергоэффективность - переход на когенерацию электроэнергии и теплоэнергии

Данная методология нейтральна по отношению к программам по парниковым газам (ПГ)⁷. При разработке проекта для определенной программы по ПГ⁸ требования этой программы дополняют требования методологии. Настоящая методология подготовлена на основе существующей методологии, разработанной в рамках Механизма чистого развития (AM0048), и включает в себя ее адаптацию под действующие российские нормативно-правовые акты, стандарты и практику применения.

2.1. Область применения

Данная методология применяется к проектной деятельности, реализующей строительство новых когенерационных установок, работающих на ископаемом топливе (далее – «проектная когенерационная установка», «проектный объект»).

² См. См. ГОСТ 24291-90. Межгосударственный стандарт. Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения.

³ Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития, используют для данного термина следующую трактовку: **Электростанция/энергоблок** (англ. Power plant/unit) – объект, вырабатывающий электроэнергию. Несколько энергоблоков на одной площадке составляют одну электростанцию, в то время как энергоблок характеризуется тем, что он может работать независимо от других энергоблоков на той же площадке. Если на одной площадке установлено несколько одинаковых энергоблоков (т. е. имеющих одинаковую мощность, возраст и эффективность), они могут рассматриваться как один единый энергоблок.

⁴ См. ГОСТ 21027-2021.

⁵ Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития используют для данного термина следующую трактовку: **Энергосеть** – это электроэнергетическая сеть, включающая линии передачи и распределения электроэнергии и электростанции. Пространственные границы сети включают электростанции, физически соединенные линиями передачи и распределения, управляются диспетчерским центром без существенных ограничений на передачу электроэнергии.

⁶ См. определение в разделе 1 «Термины и определения».

⁷ Программа по парниковым газам; программа по ПГ (greenhouse gas program; GHG program): 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 14064-2-2021. Национальный стандарт российской федерации. Газы парниковые. Часть 2).

⁸ Примеры программ по ПГ в России: ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 (учет и управление выбросами ПГ на уровне организаций), ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 (учет и управление выбросами ПГ на уровне проектов), ГОСТ Р ИСО 14067-2021 (углеродный след продуктов); 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.

Вид ископаемого топлива, используемый в базовом сценарии и при реализации проектной деятельности, не изменяется. Соотношение выработки тепла к выработке электроэнергии должно быть >1 .

2.2. Применимость методологии

Методология применима новым когенерационным установкам, работающим на ископаемом топливе, которые поставляют тепло и электроэнергию на:

- (a) существующие и новые объекты-получатели; и/или
- (b) электроэнергию в сеть; и/или
- (c) тепло в тепловые сети.

Методология применима при выполнении следующих условий:

- a. если проектная когенерационная установка подключена к электросети и/или тепловой сети, географические/физические границы сети, к которой подключена проектная когенерационная установка, должны быть определены и задокументированы; и
- b. соотношение тепловой и электрической мощности когенерационной установки проекта должно быть выше 1.

Данная методология применима только в следующих ситуациях:

- a. базовым сценарием производства электроэнергии является строительство нового или эксплуатация существующего объекта по производству электроэнергии на основе ископаемого топлива, который будет закрыт в случае реализации проектной деятельности; и
- b. базовым сценарием производства тепла является строительство новой или эксплуатация существующей теплогенерирующей установки на ископаемом топливе, которая будет закрыта в случае реализации проектной деятельности.

В случае изменения актов национального законодательства, на которые ссылается данная методология, она подлежит пересмотру с целью учета соответствующих изменений⁹. В некоторых случаях разработчики проекта могут самостоятельно преобразовать методологию разработки проекта с учетом изменения актов национального законодательства, сохраняя и соблюдая основные принципы данной методологии.

2.3. Границы проекта

Территория распространения проектной деятельности (далее – «территориальные границы») включает в себя проектную когенерационную установку.

В границах проекта разработчику необходимо учитывать выбросы от источников в соответствии с таблицей 2.

Таблица 2. Источники выбросов ПГ, включенные в границы проекта или исключенные из них

Источник		ПГ	Включение	Обоснование
Базовая линия	Сжигание ископаемого топлива для производства тепла и электроэнергии на	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Нет	Исключен для упрощения

⁹ Разработчику проекта необходимо иметь в виду, что приведенные в тексте нормативные документы могут быть изменены или отменены.

	Источник	ПГ	Включение	Обоснование
	базовых объектах генерации энергии	N ₂ O	Нет	Исключен для упрощения
Проектная деятельность	Сжигание ископаемого топлива для производства тепла и электроэнергии на проектном когенерационном объекте	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Нет	Исключен для упрощения
		N ₂ O	Нет	Исключен для упрощения

В случае, если объекты внутри границ проекта, указанные в настоящей методологии, принадлежат разным юридическим лицам (или находятся в оперативном управлении у разных юридических лиц), проектная документация должна включать в себя описание процедур исключения возможности двойного учета¹⁰ сокращения выбросов парниковых газов, потенциально достигаемых в результате проектной деятельности, закреплённых в договорных соглашениях.

3. Определение базовой линии

Базовая линия по парниковым газам¹¹ устанавливается консервативным способом¹² для ситуации реализации деятельности в обычном режиме, в том числе, с учетом всех действующих политик и мер, но без учета дополнительных мероприятий по реализации проекта (модель «Бизнес в обычном режиме»). Базовая линия по ПГ является количественной опорной линией отсчета выбросов, которые произошли бы в отсутствие проекта, и обеспечивает основу для сравнения с выбросами проекта (ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021).

Для оценки базовой линии ПГ необходимо определить базовый сценарий¹³ развития.

Все рассматриваемые базовые сценарии должны включать различные технологии при условии выработки энергии на том же топливе, которое предполагается использовать в рамках проектной деятельности. Разработчик проекта должен объяснить, почему использование менее углеродоемкого топлива, чем топливо проекта, не является реалистичным базовым сценарием.

Базовые сценарии должны быть определены отдельно для:

¹⁰ 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) (ГОСТ Р 56267-2014/ISO/TR 14069:2013. Национальный стандарт Российской Федерации. Газы парниковые. Определение количества выбросов парниковых газов в организациях и отчетность. Руководство по применению стандарта ИСО 14064-1). См. также ГОСТ Р ИСО 14080-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Управление парниковыми газами и связанные виды деятельности. Система подходов и методическое обеспечение реализации климатических проектов.

¹¹ Базовая линия по парниковым газам; базовая линия по ПГ (greenhouse gas baseline; GHG baseline) – количественно определенная точка (точки) отсчета выбросов ПГ и/или поглощения ПГ, которая наступила бы в отсутствие проекта по ПГ, характеризующая базовый сценарий, относительно которого проводятся сравнения проектных выбросов и поглощений ПГ (ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Газы парниковые. Часть 2).

¹² Расчет базовой линии считается консервативным, если не приводит к завышению конечной оценки сокращений выбросов в результате реализации проектной деятельности. При возникновении сомнений разработчику проекта лучше использовать значения, приводящие к завышению прогноза выбросов по базовой линии.

¹³ Базовый сценарий (baseline scenario) – гипотетический опорный вариант развития, наилучшим образом представляющий условия, которые с наибольшей вероятностью могут возникнуть в отсутствие проекта по ПГ (ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Газы парниковые. Часть 2).

- (a) производства электроэнергии;
- (b) выработки тепла.

Энергогенерирующие установки, определенные в наиболее правдоподобном базовом сценарии, являются базовыми объектами по производству энергии. Разработчик проекта при определении базовых объектов по выработке энергии должен:

- a. описать базовый сценарий производства электрической и тепловой энергии по отдельности для мощностей по выработке электроэнергии и тепла, которые будут заменены в рамках проектной деятельности;
- b. представить технологии, используемые в базовом сценарии, при этом используемое топливо должно быть таким же, как топливо, используемое на проектном объекте.

Разработчик проекта может применить один из приведенных ниже подходов к определению базового сценария с обоснованием целесообразности выбора¹⁴:

- 1) сценарий строительства/эксплуатации энергогенерирующих объектов (отдельно по производству электроэнергии и по выработке тепла) с использованием наилучших доступных технологий¹⁵, которые являются экономически осуществимыми и экологически ориентированными;
- 2) эталонный/амбициозный сценарий строительства/эксплуатации энергогенерирующих объектов (отдельно по производству электроэнергии и по выработке тепла), для которых базовая линия установлена как минимум на среднем уровне выбросов 20% наиболее эффективных сопоставимых видов деятельности, обеспечивающих аналогичные результаты и услуги в определенной сфере в аналогичных социальных, экономических, экологических и технологических условиях;
- 3) сценарий, основанный на текущих (фактических) или исторических выбросах эксплуатируемых энергогенерирующих объектов, скорректированных в сторону уменьшения не менее чем на 5%, если иное не предусмотрено методологией проекта.

Четкое описание базового сценария по производству электрической и тепловой энергии, включая информацию о технологии, в частности, о КПД и техническом сроке службы оборудования, должно быть представлено в проектно-технической документации (ПТД) проекта.

3.1. Оценка базовых выбросов парниковых газов

Разработчик проекта вправе использовать методики оценки выбросов и коэффициенты выбросов CO₂, законодательно утвержденные на территории Российской Федерации¹⁶. В этом случае разработчик проекта должен самостоятельно определить наиболее актуальный подход и источники выбросов, к оценке которых будут применены методики,

¹⁴ Подходы к определению базовых линий приводятся в Решении, принятом на Конференции Сторон, в рамках совещания Сторон Парижского соглашения, третья сессия (FCCC/PA/CMA/2021/10/Add.1, статья 6.4 Парижского соглашения, стр. 34, п. 36). URL: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2021_10a01E.pdf.

¹⁵ При наличии справочников наилучших доступных технологий (НДТ), применимых к условиям планируемого проекта, используются соответствующие информационно-технические справочники НДТ.

¹⁶ См. Приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов», Приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 16.04.2015 №15-р «Об утверждении методических рекомендаций по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов парниковых газов в субъектах Российской Федерации», Руководящие принципы МГЭИК (2006 г.), Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 29.06.2017 № 330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов».

задокументировать и обосновать применяемые алгоритмы для органа по валидации и верификации. Минимальные требования к определению базовой линии для климатических проектов, реализуемых и выпускающих углеродные единицы на территории Российской Федерации, определены в Приказе Минэкономразвития России от 11.05.2022 № 248¹⁷. Предлагаемые в данной методологии подходы согласуются со стандартизированным подходом, применяемым на международном уровне¹⁸.

Базовые выбросы представляют собой сумму выбросов от производства электроэнергии и выбросов от производства тепла:

$$BE_y = BE_{EL,y} + BE_{HT,y} \quad (3.1)$$

Где:

- BE_y = Базовые выбросы в год y (т CO₂)
- $BE_{EL,y}$ = Базовые выбросы от производства электроэнергии в год y (т CO₂)
- $BE_{HT,y}$ = Базовые выбросы от производства тепла в год y (т CO₂)

3.1.1. Выбросы при производстве электроэнергии в год y

$$BE_{EL,y} = EL_{PJ,y} \times EEF_{BL} \quad (3.2)$$

Где:

- $EL_{PJ,y}$ = Количество электроэнергии, произведенной на проектом объекте и поставленной на объект(ы)-получатель(и) и/или в электросеть в год y (МВтч)
- EEF_{BL} = Базовый коэффициент выбросов CO₂ для электроэнергии базового объекта по производству энергии (т CO₂/МВтч)

Базовый коэффициент выбросов CO₂ для электроэнергии рассчитывается следующим образом.

Определение коэффициента выбросов для базового сценария

$$EEF_{BL} = \frac{EF_{P,CO_2} \times 3.6}{\eta_{P,ref}} \quad (3.3)$$

Где:

- EF_{P,CO_2} = Коэффициент выбросов CO₂ от сжигания топлива, используемого на проектом объекте по производству электроэнергии (т CO₂/ГДж)
- $\eta_{P,ref}$ = Средняя эффективность преобразования нетто-энергии для технологии базовой генерирующей установки для выработки электроэнергии (в долях) – средний КПД установки

¹⁷ Приказ Минэкономразвития России от 11.05.2022 № 248 «Об утверждении критериев и порядка отнесения проектов, реализуемых юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями или физическими лицами, к климатическим проектам, формы и порядка представления отчета о реализации климатического проекта».

¹⁸ Методология AM0045: Grid connection of isolated electricity systems. Version 3.0. CDM Methodology.

3.6 Коэффициент перевода ТДж в МВт

Примечание: Для расчета базовых выбросов в данной методологии предполагается, что базовое ископаемое топливо является тем же самым, которое используется на проектном объекте.

Эффективность (КПД) базовой установки $\eta_{P,ref}$ определяется следующим образом:

- как наибольшее из значений КПД, предоставленных двумя или более известными поставщиками/производителями технологии аналогичной базовой электростанции; или
- в качестве консервативного подхода можно предположить, что КПД производства электроэнергии составляет 60 процентов;
- в случае использования базового сценария 3, основанного на текущих (фактических) или исторических выбросах эксплуатируемого энергогенерирующего объекта, могут использоваться фактические или исторические значения КПД данного объекта.

3.1.2 Выбросы при производстве теплоэнергии в год у

Предполагается, что пар или горячая вода производятся при постоянной температуре и давлении.

$$BE_{HT,y} = SC_{PJ,y} \times SEF_{BL} \quad (3.4)$$

Где:

- $SC_{PJ,y}$ = Количество пара или горячей воды, произведенной на проектном объекте производства теплоэнергии и поданной на объект(ы)-получатель(и) и/или в тепловые сети в год у (ТДж)
- SEF_{BL} = Базовый коэффициент выбросов CO₂ для пара или горячей воды на базовом объекте по производству энергии (т CO₂ /ТДж)

Базовый коэффициент выбросов CO₂ для пара или горячей воды рассчитывается следующим образом.

Определение коэффициента выбросов для базового сценария производства теплоэнергии

$$SEF_{BL} = \frac{EF_{H,CO_2,i}}{\eta_{H,ref}} \quad (3.5)$$

Где:

- $EF_{H,CO_2,i}$ = Коэффициент выбросов CO₂ от сжигания топлива, используемого на базовом объекте по производству тепла (т CO₂ /ТДж)
- $\eta_{H,ref}$ = Средняя эффективность преобразования нетто-энергии для технологии базовой генерирующей установки для выработки теплоэнергии (в долях) – средний КПД установки

Примечание: Для расчета базовых выбросов в данной методологии предполагается, что базовое ископаемое топливо является тем же самым, которое используется на проектом объекте.

Эффективность (КПД) базовой установки по производству тепловой энергии $\eta_{H,ref}$ определяется следующим образом:

- (с) как наибольшее из значений КПД, предоставленных двумя или более известными поставщиками/производителями технологии аналогичной базовой теплогенерирующей установки; или
- (d) в качестве консервативного подхода предполагается, что КПД производства тепла составляет 100 процентов;
- (e) В случае использования базового сценария 3, основанного на текущих (фактических) или исторических выбросах эксплуатируемого теплогенерирующего объекта, могут использоваться фактические или исторические значения КПД данного объекта.

4. Период кредитования проекта

Дата начала проектной деятельности не регламентируется.

Период кредитования для проектов по сокращению выбросов составляет максимум 5 лет с возможностью продления максимум два раза по 5 лет или максимум 10 лет без возможности продления.

Период кредитования начинается не ранее чем за 5 лет до подачи документов на валидацию для проектов, прошедших валидацию до 31 декабря 2025 года, и не ранее чем за 2 года до подачи документов на валидацию для проектов, прошедших валидацию после 1 января 2026 года.

Дополнительность и базовая линия должны оцениваться на момент начала кредитного периода и подтверждаться либо пересматриваться на момент начала следующего 5-летнего этапа, если проект проводится в 3 фазы по 5 лет.

5. Дополнительность

Дополнительность должна быть продемонстрирована с помощью Руководства № 001 «Обоснование дополнительной проектной деятельности»¹⁹ с учетом особенностей, изложенных в настоящем разделе.

Существующие меры и государственные программы, актуальные для данной проектной деятельности, должны быть четко указаны в ПТД и включены в оценку дополнительной.

Определение альтернативных сценариев

Определение альтернатив проектной деятельности, соответствующих действующим законам и нормативным актам, выполняется в соответствии с Этапом 1 Руководства № 001.

Необходимо определить реалистичную и надежную альтернативу, доступную участникам проекта или разработчикам аналогичных проектов.

Для предлагаемой проектной деятельности потенциальные альтернативные сценарии должны быть определены:

¹⁹ Климатический проект, реализуемый и выпускающий углеродные единицы на территории Российской Федерации, должен соответствовать Статье 9 Федерального закона от 02.07.2021 № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов», а также критериям, установленным согласно Приказу Минэкономразвития России от 11.05.2022 № 248 «Об утверждении критериев и порядка отнесения проектов, реализуемых юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями или физическими лицами, к климатическим проектам, формы и порядка представления отчета о реализации климатического проекта».

- a) отдельно для производства электроэнергии и выработки теплоэнергии;
- b) для сценария строительства и эксплуатации новой когенерационной установки для производства электроэнергии, но с использованием другой технологии.

Разработчик проекта должен провести нижеприведенный анализ для определения соответствующих альтернативных вариантов электро- и теплоснабжения для проектной деятельности, включая технологию и соответствующую эффективность (КГД).

Для производства электроэнергии реалистичные и жизнеспособные альтернативы могут включать, среди прочего:

- a) P1: реализацию предлагаемой по проекту деятельности без регистрации в качестве климатического проекта;
- b) P2: строительство и эксплуатацию нового объекта по производству электроэнергии на том же топливе, которое используется в проектной деятельности.

Для производства тепла реалистичные и жизнеспособные альтернативы могут включать, среди прочего:

- a) H1: реализацию предлагаемой по проекту деятельности без регистрации в качестве климатического проекта;
- b) H2: строительство и эксплуатацию новой установки по производству тепла на основе ископаемого топлива, использующей то же топливо, которое используется в проектной деятельности.

Инвестиционный анализ

Инвестиционный анализ выполняется в соответствии с Этапом 2.1 Руководства № 001.

Должен быть проведен комплексный инвестиционный анализ, объединяющий базовые сценарии для тепловой и электрической энергии. Несмотря на то, что в ходе описанных выше действий альтернативные варианты могут быть определены отдельно для производства электроэнергии и тепла, экономическое сравнение альтернативных сценариев должно проводиться на основе общих затрат на производство общего количества электроэнергии и тепла, которое будет обеспечиваться проектным объектом.

Для инвестиционного анализа должно быть проведено сравнение приведенных затрат между различными альтернативами, доступными участнику проекта. Поскольку стоимость электрической и тепловой энергии для отдельного объекта-получателя не может быть определена заранее, следует предположить, что одна и та же цена на производство электричества и тепла применима к различным альтернативам, и все рассматриваемые альтернативы имеют аналогичное соотношение выработки тепла и электроэнергии.

Анализ барьеров

Анализ барьеров выполняется в соответствии с Этапом 2.2 Руководства № 001.

Разработчику проекта необходимо предоставить прозрачные и документированные доказательства, а также предложить консервативную интерпретацию этих документированных доказательств и того, как они демонстрируют существование и значимость выявленных барьеров.

Необходимо проверить, существуют ли запланированные инструменты в виде финансовых и/или организационных мероприятий, которые могут помочь преодолеть выявленные барьеры в течение периода кредитования. Подобные инструменты следует описать, указать срок их реализации, дать консервативную оценку достаточности / недостаточности этих механизмов для преодоления выявленных барьеров в период кредитования. Применение финансовых и/или организационных мероприятий должно отслеживаться в течение срока действия проекта.

6. Требования к плану мониторинга

Опишите и укажите в ПТД все процедуры мониторинга, включая тип используемых измерительных приборов, ответственность за мониторинг и процедуры обеспечения и контроля качества, которые должны применяться. Если методология предусматривает различные варианты (например, использование значений по умолчанию или измерения на месте), укажите, какой вариант будет использоваться. Все измерительные приборы и инструменты должны регулярно калиброваться в соответствии с отраслевой практикой.

В программу мониторинга должны быть включены все данные, если в таблицах Приложения 1 не указано иное.

В зависимости от вида данных параметры необходимо отслеживать постоянно или рассчитать всего один раз в течение периода кредитования.

Все данные, собранные в рамках мониторинга, должны архивироваться в электронном виде и храниться не менее двух лет после окончания последнего периода кредитования.

Разработчику проекта необходимо отразить в ПТД информацию о применяемой системе обеспечения качества данных. Это могут быть сведения касающиеся инвентаризации, идентификации и описания используемого измерительного оборудования; описание процедур обеспечения качества / контроля качества в рамках мониторинга; организационные процедуры; данные калибровки и поверки измерительного оборудования; процедура подключения стандартного оборудования к эталонным образцам; процедура хранения записей.

Если разработчик предполагает использовать различные виды данных (измерения, значения по умолчанию), необходимо задокументировать используемые варианты. Расчет параметров, коэффициентов выбросов, исходных данных должен быть задокументирован в электронном виде и приложен к проектно-технической документации. Документация должна включать все данные, использованные для расчета коэффициентов выбросов и иных параметров. Данные должны быть представлены таким образом, чтобы можно было воспроизвести расчет.

Данные и параметры, отслеживаемые или не отслеживаемые в ходе проектной деятельности, приведены в Приложении 1.

7. Проектный сценарий

Проектный сценарий предполагает производство тепла и электроэнергии на новом проектом объекте когенерации.

Выбросы от проектной деятельности — это выбросы, происходящие в результате сжигания топлива для выработки электрической и тепловой энергии на проектом объекте когенерации.

Проектные выбросы рассчитываются следующим образом:

$$PE_{j,y} = \sum FC_{j,y} \times COEF_y \quad (7.1)$$

Где:

$FC_{j,y}$	Количество топлива вида i , сжигаемого в процессе j в течении года y (единиц массы или объема/год)
$COEF_y$	Коэффициент выбросов CO_2 для используемого вида топлива i в году y (tCO_2 /единицу массы или объема)
j	Процесс сжигания топлива для производства электроэнергии и/или теплоэнергии

Определение коэффициента выбросов CO₂ для используемого вида топлива

Коэффициент выбросов CO₂ для используемого вида топлива $COEF_{i,y}$ может быть определен по одному из двух вариантов следующим образом в зависимости от наличия данных по виду ископаемого топлива i :

- а) Вариант А. Коэффициент выбросов CO₂ $COEF_{i,y}$ рассчитывается на основе химического состава топлива с использованием следующего подхода:

Если $FC_{j,y}$ измеряется в единицах массы	
$COEF_y = w_{c,y} \times 44/12$	(7.2)
Если $FC_{j,y}$ измеряется в единицах объема	
$COEF_y = w_{c,y} \times \rho_y \times 44/12$	(7.3)

Где:

- $w_{c,y}$ Средневзвешенная массовая доля углерода в топливе i в году y (тС/ед. массы топлива)
- ρ_y Средневзвешенная плотность топлива i в году y (единица массы/единица объема)

- б) Вариант Б. Коэффициент выбросов CO₂ $COEF_{i,y}$ рассчитывается на основе низшей теплотворной способности топлива и коэффициента выбросов CO₂ для данного вида топлива, приведенного в действующей национальной методике оценки выбросов парниковых газов для организаций²⁰, следующим образом:

$$COEF_y = NCV_y \times EF_{CO_2,y} \quad (7.4)$$

Где:

- NCV_y Средневзвешенная низшая теплотворная способность топлива i в году y (ГДЖ/ед. массы или объема)
- $EF_{CO_2,y}$ Средневзвешенный коэффициент выбросов CO₂ для используемого вида топлива i в году y (тCO₂/ГДЖ)

Средневзвешенная низшая теплотворная способность топлива NCV_y в году y и средневзвешенный коэффициент выбросов CO₂ $EF_{CO_2,y}$ определяются по данным паспортов используемого топлива или низшая теплотворная способность топлива принимается равной значению низшей теплотворной способности используемого топлива, приведенному в актуальной версии действующей национальной методики оценки выбросов парниковых газов для организаций²¹.

²⁰ В момент разработки методологии последней действующей версией национальной методики оценки выбросов парниковых газов для организаций является Приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов».

²¹ В момент разработки методологии последней действующей версией национальной методики оценки выбросов парниковых газов для организаций является Приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов».

При наличии необходимых данных предпочтение следует отдавать варианту А.

Разработчик проекта должен задокументировать и обосновать в ПТД применяемые алгоритмы для органа по валидации и верификации. Разработчик проекта вправе использовать методики и коэффициенты выбросов CO₂, законодательно утвержденные на территории Российской Федерации²². Разработчику проекта следует самостоятельно отслеживать обновления указанных законодательных и методических документов и пользоваться последними действующими версиями.

В случае использования собственных методик оценки проектных выбросов разработчик проекта должен самостоятельно определить наиболее актуальный подход и источники выбросов, к оценке которых будут применены методики, задокументировать и обосновать применяемые алгоритмы для органа по валидации и верификации.

Минимальные требования к определению проектных выбросов на проектах, реализуемых и выпускающих углеродные единицы на территории Российской Федерации, определены в Приказе Минэкономразвития России от 11.05.2022 № 248¹⁷. Предлагаемые в данной методологии подходы согласуются со стандартизированным подходом, применяемым на международном уровне¹⁸.

Сокращение выбросов

Данный вид проектной деятельности в основном сокращает выбросы углекислого газа за счет увеличения энергоэффективности производства энергии и перехода на когенерацию.

Сокращение выбросов ER_y в результате проектной деятельности в течение данного года y – это разница между базовыми выбросами (BE_y), проектными выбросами (PE_y) и выбросами из-за утечек (LE_y) (см. раздел 8), рассчитанная следующим образом:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad (7.5)$$

Где:

ER_y	Сокращение выбросов в год y (т CO ₂ /г)
BE_y	Базовые выбросы в год y (т CO ₂ /г)
PE_y	Выбросы по проекту в год y (т CO ₂ /г)
LE_y	Утечка выбросов в год y (т CO ₂ /г)

Управление рисками

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

1. перечень основных этапов реализации климатического проекта;

²² См. Приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов», Приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 16.04.2015 №15-р «Об утверждении методических рекомендаций по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов парниковых газов в субъектах Российской Федерации», Руководящие принципы МГЭИК (2006 г.), Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 29.06.2017 № 330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов».

2. перечень и описание рисков, которые могут возникнуть на каждом этапе климатического проекта;
3. описание вероятности наступления каждого риска (для этого могут быть использованы варианты оценки «низкий, средний, высокий» или любые другие понятные числовые шкалы);
4. описание влияния каждого риска на результаты всего проекта (для этого могут быть использованы варианты оценки «низкий, средний, высокий» или любые другие понятные числовые шкалы);
5. описание периода влияния каждого риска на весь климатический проект;
6. описание разработанных мер по минимизации или предотвращению каждого вида риска;
7. описание временного периода, необходимого для реализации каждой меры, которая снижает или предотвращает возникновение риска.

Рекомендуемая для заполнения таблица, отражающая результат принятых мер по управлению рисками, приведена в Приложении 2.

8. Оценка выбросов от утечек в ходе реализации проекта

Согласно Приказу Минэкономразвития России от 11.05.2022 № 248²³ мероприятия проекта не должны приводить к совокупному увеличению массы выбросов парниковых газов или снижению уровня их поглощения вне области влияния таких мероприятий. При этом необходимо принимать во внимание и полностью учитывать тот факт, что если утечки в ходе реализации проекта²⁴ существуют, то они должны быть оценены.

Разработчик проекта должен самостоятельно определить наиболее подходящие методы, которые будут применяться для оценки утечки, задокументировать и обосновать применяемые алгоритмы для органа валидации и верификации, включая подходы, применяемые на международном уровне.

Разработчик проекта должен указать в ПТД учитываемые источники утечек. Если источники выбросов не учитываются, разработчику проекта необходимо предоставить соответствующее обоснование в ПТД.

Возможные выбросы, потенциально приводящие к утечке, могут возникать в результате добычи, переработки, сжижения, транспортировки, повторной газификации и распределения ископаемого топлива за пределами границ проекта. К ним относятся, в основном, летучие выбросы CH_4 и выбросы CO_2 при сжигании попутного топлива и факельном сжигании. В данной методологии рассматриваются следующие источники утечек:

- a) летучие выбросы CH_4 , связанные с добычей, переработкой, сжижением, транспортировкой, регазификацией и распределением ископаемого топлива, используемого на проектом объекте, и ископаемого топлива, используемого в сети в отсутствие проектной деятельности;
- b) в случае использования сжиженного природного газа (СПГ) на проектом объекте – выбросы CO_2 , образующиеся в результате сжигания топлива / выработки электроэнергии, связанные со сжижением, транспортировкой, регазификацией и сжатием в системе передачи или распределения природного газа.

²³ Приложение № 1 к приказу Минэкономразвития России от 11.05.2022 № 248, пункт "в"

²⁴ Утечка проектной деятельности – нетто-изменение антропогенных выбросов из источников ПГ, которое происходит за пределами границ проекта, поддается измерению и связано с деятельностью в рамках климатического проекта (если это применимо) (см. CDM-EB07-A04-GLOS Glossary CDM terms. Version 11.0).

В случае наличия утечек, связанных с дополнительным использованием электроэнергии, выбросы CO₂ от утечек могут быть определены следующим образом:

$$LE_{EC,y} = \sum EC_{LE,l,y} \times EF_{EF,l,y} \times (1 + TDL_{l,y}) \quad (8.1)$$

Где:

$LE_{EC,y}$	Выбросы CO ₂ от утечек от потребления электроэнергии (т CO ₂ /г)
$EC_{LE,l,y}$	Нетто увеличение потребления электроэнергии в результате утечек (МВт/год)
$EF_{EF,l,y}$	Коэффициент выбросов от производства потребленной электроэнергии (т CO ₂ /МВт)
$TDL_{l,y}$	Среднее значение технологических потерь при передаче электроэнергии (доля)

Коэффициент выбросов от производства потребленной электроэнергии может быть определен в соответствии с рекомендациями в Приложении 3 (в случае потребления электроэнергии от сети) и в Приложении 4 (в случае потребления электроэнергии от изолированного производителя).

Летучие выбросы CH₄ от утечек, связанных с производством и последующим обращением с проектным топливом, определяются в соответствии с методиками оценки выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ, законодательно утвержденными на территории Российской Федерации²⁵. Разработчику проекта следует самостоятельно отслеживать обновления указанных законодательных и методических документов и пользоваться последними действующими версиями.

9. Анализ риска непостоянства

Не применимо к данной проектной деятельности.

10. Методы предотвращения двойного учета, негативного воздействия на окружающую среду и общество

Климатический проект должен демонстрировать соответствие всем требованиям законодательства в той юрисдикции, где он расположен (включая, помимо прочего, методики из раздела «Нормативные ссылки»). Разработчику проекта необходимо минимизировать риск того, что его проект может привести к негативным последствиям для местных сообществ, биоразнообразия и окружающей среды. Проект не должен приводить к увеличению загрязнения атмосферы, почвы, поверхностных и грунтовых вод, а также к конфликтам между сообществами, проблемам землевладения, принудительному выселению, нарушениям прав человека или ухудшению состояния здоровья и самочувствия из-за ограничения доступа к лесам или природным зонам.

Разработчику проекта необходимо избегать двойного учета²⁶ между границами проекта, отчетностью компании и отчетностью по проекту, между отчетностью разных компаний, между субъектами РФ и разными странами в случае международной передачи углеродных единиц. В последнем случае необходимо продемонстрировать, что

²⁵ См. Приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов», Приказ Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 16.04.2015 №15-р «Об утверждении методических рекомендаций по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов парниковых газов в субъектах Российской Федерации», Руководящие принципы МГЭИК (2006 г.), Перечень методик расчета выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух стационарными источниками (утв. Министерством природных ресурсов и экологии РФ 29 июня 2021 г.).

²⁶ Определение дано в сноске 10.

углеродные единицы, переданные на международном уровне, исключаются из учета количественных целей определенного на национальном уровне вклада Российской Федерации.

11. Рекомендации в отношении изменения или сохранения базовой линии в случае продления периода кредитования и проектной деятельности

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

Продление периода кредитования зарегистрированной проектной деятельности предоставляется только в том случае, если разработчик проекта может предоставить доказательства того, что первоначальная базовая линия проекта все еще действительна или была обновлена с учетом новых данных (если это применимо).

Разработчик проекта должен обновить разделы проектно-технической документации, относящиеся к базовой линии, расчетным сокращениям выбросов и плану мониторинга, используя утвержденную методологию базовой линии и мониторинга: последняя утвержденная версия методологии базовой линии и мониторинга, примененная в первоначальной ПТД зарегистрированной проектной деятельности, должна использоваться во всех случаях, когда это применимо.

Демонстрация достоверности первоначальной базовой линии или ее обновления требует не повторной оценки базового сценария, а скорее оценки выбросов, которые могли бы произойти в результате этого сценария. Дополнительность при возобновлении периода кредитования проверяется на соответствие критериям в рамках Руководства № 001 «Обоснование дополнительной проектной деятельности» на дату начала нового периода кредитования.

Если был выполнен пересмотр или обновление базовой линии зарегистрированной деятельности по проекту, разработчик проекта должен обосновать органу по валидации и верификации необходимость отклонения от утвержденной методологии с целью продления периода кредитования.

Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии и обновление базовой линии при продлении периода кредитования

Процедура оценки сохранения достоверности базовой линии и обновления базовой линии при продлении периода кредитования состоит из двух этапов. Первый этап состоит из оценки достоверности текущей базовой линии для следующего периода кредитования. Вторым этапом применим, если текущая базовая линия не действительна для следующего периода кредитования и требуется обновление базовой линии (см. Приложение 5).

12. Нормативные ссылки

1. AM0048: New cogeneration project activities supplying electricity and heat to multiple customers. Version 05.0. CDM Methodology.
2. Приказ Министерства экономического развития России от 11.05.2022 № 248 «Об утверждении критериев и порядка отнесения проектов, реализуемых юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями или физическими лицами, к климатическим проектам, формы и порядка представления отчетности о реализации климатического проекта» (зарегистрирован в Министерстве юстиции России 30.05.2022 № 68642).

3. ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 1. Требования и Руководство по количественной оценке и отчетности о выбросах и поглощении парниковых газов на уровне организации (утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1029-ст).
4. ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 2. Требования и Рекомендации к документам по количественной оценке, мониторингу и отчетности для проектов по сокращению выбросов парниковых газов или увеличению их поглощения на уровне проекта (утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1030-ст).
5. ГОСТ Р ИСО 14064-3-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 3. Требования и Руководство по валидации и верификации отчетности о парниковых газах (утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1031-ст).
6. ГОСТ Р ИСО 14065-2014. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Требования к органам по валидации и верификации парниковых газов для их применения при аккредитации или иных формах признания (утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 26.11.2014 № 1869-ст).
7. ГОСТ Р ИСО 14080-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Управление парниковыми газами и сопутствующая деятельность. Система подходов и методологического обеспечения для реализации климатических проектов (утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1033-ст).
8. Приказ Министерства природных ресурсов России от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объема выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов» (с 1 марта 2023 года, за исключением отдельных положений, вступающих в силу с 1 марта 2024 года).
9. IPCC 2006. Рекомендации для Национальных реестров парниковых газов Межправительственной группы экспертов по изменению климата, 2006 г. / Под редакцией С. Игглстона, Л. Буэндиа, К. Мива, Т. Нгара и К. Танабе. // Т. 1–5. — IGES// Хайям. 2006.
10. TOOL01 Methodological tool. Tool for the demonstration and assessment of additionality. Version 07.0.0. CDM Methodology.
11. Methodological Tool. Assessment of the validity of the original/current baseline and update of the baseline at the renewal of the crediting period. Version 03.0.1. CDM Methodology.
12. TOOL03. Tool to calculate project or leakage CO₂ emissions from fossil fuel combustion. Version 03.0. CDM Methodology.
13. TOOL05. Baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption and monitoring of electricity generation. Version 03.0. CDM Methodology.

Приложение 2. Управление рисками

Таблица А1.1. Управление рисками

Этап реализации климатического проекта	Описание риска	Вероятность возникновения	Влияние на проект	Период влияния	Методы минимизации риска	Период выполнения мероприятий
		1. низкая 2. средняя 3. высокая	1. низкое 2. среднее 3. высокое	1. подготовительный 2. 1-2 года после реализации 3. Весь период реализации климатического проекта	Подробное описание мер по снижению каждого риска	Описание сроков реализации разработанных мероприятий
		Шкала от 1 до 5 или другие	Шкала от 1 до 5 или другие			

Приложение 3. Рекомендуемый подход для определения сетевого коэффициента выбросов (коэффициент выбросов от системы электроснабжения)

1. В настоящее время в Российской Федерации отсутствуют официально публикуемые утвержденные сетевые коэффициенты выбросов парниковых газов (ПГ).
2. При наличии исходных данных, требуемых для расчета сетевого коэффициента выбросов, используемого в базовом и проектном сценариях, разработчик климатического проекта в праве рассчитать его самостоятельно. Для этого рекомендуется использовать Методические указания по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов (приказ МПР №330²⁷ от 29.06.2017 г.) и принципы учета косвенных энергетических выбросов, заложенные в ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021²⁸.

Для определения сетевого коэффициента используется региональный метод количественного определения косвенных энергетических выбросов, который отражает среднюю интенсивность выбросов парниковых газов на объектах, генерирующих электрическую и тепловую энергию, которая потребляется организацией (приказ МПР № 330).

Согласно ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 (Приложение Е) выбросы от импортированной электроэнергии должны быть определены разработчиком проекта количественно с использованием подхода на основе местоположения²⁹ 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

²⁷ Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 29.06.2017 № 330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов».

²⁸ ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 1. Требования и Руководство по количественной оценке и отчетности о выбросах и поглощении парниковых газов на уровне организации (утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1029-ст).

²⁹ Подход на основе местоположения — это метод количественного определения косвенных выбросов от энергии на основе средних коэффициентов выбросов от производства энергии для определенного географического местоположения, включая местные, региональные или национальные границы.

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 14064-1-2021 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 энергии³⁰.

Ассоциация «НП Совет рынка» и АО «АТС» разработали концепцию расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации³¹. По результатам экспертной оценки независимыми международными аудиторами выдано свидетельство о заверении и получено заключение о валидации³². Предполагается, что в последствии 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.

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

Источник 1. Акционерное общество «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии» в тестовом режиме в 2021 г. запустил интернет-ресурс, публикующий в информационных целях сетевой коэффициент выбросов CO₂ для первой синхронной зоны Российской Федерации за различные периоды времени (час, сутки, месяц, год)³³.

Источник 2. Коэффициенты эмиссии Международного энергетического агентства (далее – МЭА³⁴). Данные обновляются ежегодно для всей энергосистемы регионов присутствия (в том числе для Российской Федерации) и отражают среднюю углеродоемкость генерации электроэнергии и тепла.

Источник 3. Глобальное партнерство «Climate Transparency» разрабатывает климатические показатели стран G20³⁵. Агентство ежегодно публикует открытые отчеты стран G20, включая средний коэффициент энергетических выбросов.

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

³⁰ Например, расчет удельных расходов условного топлива согласно «Методическим указаниям по распределению удельного расхода условного топлива при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, применяемые в целях тарифного регулирования в сфере теплоснабжения», утвержденным Приказом Минэнерго России от 12.09.2016 № 952.

³¹ Концепция расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации URL: https://www.np-sr.ru/sites/default/files/konceptiya_kev.pdf.

³² В рамках процедуры валидации проведена детальная проверка Концепции на ее соответствие требованиям основных международных стандартов в области учета и отчетности о выбросах парниковых газов (TUV AUSTRIA). По итогам проверки Концепция признана международными экспертами соответствующей высоким международным стандартам и передовому мировому опыту расчета коэффициентов выбросов энергосистем. URL: https://www.np-sr.ru/sites/default/files/zaklyuchenie_o_validacii_konceptii.pdf.

³³ URL: <https://www.atsenergo.ru/results/co2>

³⁴ URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/emissions-factors-2021>

³⁵ URL: <https://www.climate-transparency.org/g20-climate-performance/g20report2021#1531904804037-423d5c88-a7a7>

точно задокументировать собственную процедуру расчета сетевого коэффициента или описать свойства выбранного и применяемого сетевого коэффициента.

Приложение 4. Рекомендуемый подход для определения коэффициента косвенных энергетических выбросов в случае прямых поставок электроэнергии

1. Определение коэффициента косвенных энергетических выбросов в случае прямых поставок электроэнергии осуществляется рыночным методом (Приказ Минприроды России от 29.06.2017 № 330³⁶).

2. 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 энергии³⁷. 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 реестр³⁸, 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 Приказе Минприроды России от 29.06.2017 № 330.

3. Если поставщиком электроэнергии по договорам купли-продажи, договорам розничных рынков или сертификатам является организация, имеющая несколько генерирующих объектов³⁹, рыночный коэффициент определяется только для генерирующего объекта (или генерирующих объектов), от которого (или которых) потребитель получил электрическую энергию.

4. 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(ми)), 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 (региональный метод, см. Приложение 3).

5. На территории Российской Федерации функционируют генерирующие объекты, не имеющие электрической связи с ЕЭС России (Технологически изолированная

³⁶ Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 29.06.2017 № 330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов».

³⁷ Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (с изменениями и дополнениями).

³⁸ Постановление Правительства РФ от 17.02.2014 № 117 «О некоторых вопросах, связанных с сертификацией объемов электрической энергии, производимой на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах» (с изменениями и дополнениями).

³⁹ Например, ГЭС и тепловые электростанции.

территориальная электроэнергетическая система – ТИТЭС⁴⁰). На таких территориях определение косвенных энергетических выбросов должно осуществляться исходя из индивидуальных коэффициентов выбросов всех генерирующих объектов, включенных в энергосеть малого масштаба ТИТЭС (см. Приказ Минприроды России от 29.06.2017 №330).

6. 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 (Приказ Минприроды России от 29.06.2017 № 330).

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 14064-1-2021⁴¹ (Приложение Е).

8. 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.

Приложение 5. Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии при продлении периода кредитования

В данном приложении описана процедура подтверждения достоверности исходной/текущей базовой линии при продлении периода кредитования.

Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии при обновлении периода кредитования состоит из двух этапов.

А. Оценка обоснованности текущей базовой линии для следующего периода кредитования

1. Оценить соответствие текущей базовой линии актуальным обязательным национальным и/или отраслевым мерам и законодательству.

Если текущая базовая линия не соответствует актуальным обязательным национальным и/или отраслевым мерам и законодательству, или если нельзя доказать, что эти меры и законодательство систематически не соблюдаются, и что несоблюдение этих мер и законодательства широко распространено в стране или регионе, тогда текущая базовая линия должна быть обновлена для последующего периода кредитования.

2. Оценить влияние обстоятельств.

Если новые обстоятельства делают неприемлемым продолжение действия текущей базовой линии, тогда текущая базовая линия должна быть обновлена для последующего периода кредитования.

⁴⁰ Технологически изолированная территориальная электроэнергетическая система (ТИТЭС) – электроэнергетическая система, находящаяся на территории, определяемой Правительством Российской Федерации, технологическое соединение которой с Единой энергетической системой России отсутствует (ГОСТ Р 57114-2016. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения.).

⁴¹ ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 1. Требования и Руководство по количественной оценке и отчетности о выбросах и поглощении парниковых газов на уровне организации (утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1029-ст).

3. *Оценить возможность продолжения использования текущего базового оборудования или инвестиций как наиболее вероятного сценария на запрашиваемое продление периода кредитования.*

Если базовым сценарием проектной деятельности является продолжение использования текущего оборудования без каких-либо дополнительных инвестиций, а разработчик проекта или третья сторона (стороны) осуществят инвестиции позже, но до окончания периода кредитования, то текущая базовая линия должна быть обновлена для этого периода кредитования, или кредитование сокращений выбросов должно быть ограничено периодом до прекращения работы базового оборудования.

4. *Оценить достоверность данных и параметров.*

Если какие-либо из данных и параметров, которые были определены только в начале периода кредитования и не подвергались мониторингу в течение периода кредитования, больше не действительны, **необходимо обновить** текущую базовую линию для последующего периода кредитования.

Если применение п. 1, 2, 3 и 4 подтвердило, что текущая базовая линия, а также данные и параметры остаются действительными для последующего периода кредитования, то данная базовая линия, данные и параметры **могут быть использованы при продлении периода кредитования**. В противном случае следует перейти к Этапу Б.

Б. Обновление текущей базовой линии, данных и параметров

Данный этап применим только в том случае, если любой из п. 1, 2, 3 и/или 4 показал, что текущая базовая линия нуждается в обновлении.

1. Обновление текущей базовой линии

Обновить текущие выбросы в случае реализации базовой линии на последующий период кредитования, без переоценки базового сценария, на основе последней утвержденной версии методологии, применимой к проектной деятельности. Процедура должна применяться в контексте отраслевой политики и мер, действующих на момент подачи запроса на продление периода кредитования.

2. Обновление данных и параметров

Если выполнение п. 4 показало, что данные и/или параметры, которые были определены в начале периода кредитования и не подвергались мониторингу в течение периода кредитования, в текущий момент времени не действительны, разработчик проекта должен обновить все такие применяемые и используемые данные и параметры.