

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ

Методология реализации климатического проекта № 0004

Перевод промышленных установок с угля/нефтяного топлива на газообразное топливо

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

Версия 1.1

28 марта 2023 г.

Содержание

1. Термины и определения	3
2. Применимость методологии, границы проекта	3
3. Определение базовой линии	6
4. Сроки проекта	8
5. Дополнительность	8
6. Требования к плану мониторинга.....	9
7. Проектный сценарий	12
8. Оценка выбросов от утечек проектной деятельности.....	13
9. Минимизация риска непостоянства	14
10. Методы предотвращения двойного учета, негативного воздействия на окружающую среду и общество	14
11. Рекомендации в отношении изменения и/или сохранения базовой линии в случае продления периода кредитования и проектной деятельности	14
12. Нормативные ссылки	14

1. Термины и определения

- 1.1. В настоящей методологии применяются определения и термины, содержащиеся в российских нормативных документах и национальных стандартах.
- 1.2. Разработчику климатического проекта рекомендуется использовать термины и определения, используемые в данной методологии:
 - 1.2.1. **Промышленная установка** – стационарная техническая единица и/или комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, на котором осуществляется один или несколько элементных процессов. Примеры промышленных установок: печь, котел, стационарный котел, котельная установка, паровой стационарный котел, водогрейный стационарный котел, энерготехнологический котел.
 - 1.2.2. **Элементный процесс** – определяется как сжигание топлива в одном оборудовании в одной точке промышленного объекта или системы централизованного теплоснабжения с целью получения тепловой энергии (топливо не сжигается с целью выработки электроэнергии, не используется в качестве окислителя в химических реакциях или иным образом используется в качестве сырья). Примерами элементного процесса являются выработка пара котлом и выработка горячего воздуха печью. Каждый элемент процесса должен генерировать единый выход (например, пар или горячий воздух), используя в основном одно топливо (не множество источников энергии).
 - 1.2.3. **Период кредитования** – это период, в течение которого верифицированные и сертифицированные 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. 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. Период кредитования проекта настоящей методологии\$
 - 1.2.4. **Проектно-техническая документация (ПТД)** – основная документация, используемая разработчиками проекта для демонстрации и описания информации о предполагаемом климатическом проекте для представления в органы по валидации/верификации и реестр углеродных единиц.

2. Применимость методологии, границы проекта

- 2.1. Данная методология применима для проектной деятельности, связанной с переходом с угля или нефтяного топлива на природный газ при выработке тепла в промышленных установках.
- 2.2. В случае изменений в нормативно-правовой базе Российской Федерации, регулирующей выбросы ПГ, данная методология подлежит пересмотру, чтобы учесть соответствующие изменения.
- 2.3. Данная методология применима для проектной деятельности, связанной с переходом одной или нескольких промышленных установок с угля или нефтяного топлива на природный газ.

- 2.4. Промышленные установки, попадающие под действие данной методологии, могут применяться в следующих отраслях: коммунальное хозяйство, металлургия, нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность (природный газ в качестве топлива), стекольная промышленность, производство цемента, машиностроение, целлюлозно-бумажная промышленность, пищевая промышленность, строительный сектор и т. д.
- 2.5. Указанная методология не применима для установок, действующих в электроэнергетическом секторе, включая когенерационные установки.
- 2.6. В случае, если у организации существует дополнительный вид деятельности (согласно коду ОКВЭД ред.2), связанный с производством, передачей и распределением пара и горячей воды (тепловой энергии), данные котлы, обеспечивающие тепловой энергией собственное производство (децентрализованное теплоснабжение) и/или обеспечивающие отпуск тепловой энергии в централизованную сеть (централизованное теплоснабжение), не могут учитываться для целей реализации климатического проекта. Например, металлургическое предприятие имеет в своей собственности несколько котельных, обеспечивающих тепловой энергией собственное производство. Данные промышленные установки не могут учитываться для целей реализации климатического проекта, так как данные установки не относятся к основному виду деятельности.
- 2.7. Кроме того, к проектной деятельности должны применяться следующие условия:
 - 2.6.1 До осуществления проектной деятельности в промышленных установках использовались только уголь или нефтяное топливо (но не природный газ).
 - 2.6.2 Никакие национальные, региональные программы или специальные технические регламенты не ограничивают объект в использовании ископаемых видов топлива, которые использовались до перехода на другое топливо.
 - 2.6.3 Национальные, региональные программы или специальные технические регламенты не требуют использования природного газа или любого другого топлива в промышленных установках.
 - 2.6.4 Проектная (установленная) тепловая мощность промышленных установок после перехода на природный газ не должна превышать первоначальную (фактическую) мощность более чем на 5%.
 - 2.6.5 Проектная деятельность не способствует увеличению срока эксплуатации промышленной установки (или ее элементов) в течение периода кредитования. В случае проектной деятельности, предусматривающей замену или модернизацию существующего(-их) котла(-ов), все котлы, существующие на проектной площадке до начала реализации проектной деятельности, должны быть в состоянии работать до конца периода кредитования без какой-либо модернизации или замены. Для демонстрации данного условия применимости участники проекта должны определить и задокументировать типичный средний технический срок эксплуатации котлов в стране/регионе/виде промышленности консервативным способом, принимая во внимание специальные знания в этой области. Это может быть сделано на основе отраслевых обзоров, статистики, технической литературы, архивных записей о замене котлов в компании и т. д. Возраст существующего(-их) котла(-ов) и средний срок эксплуатации котлов в стране и отрасли должны быть задокументированы в ПТД.

- 2.6.6 В течение периода кредитования не планируется увеличение тепловой мощности промышленной установки/объекта. В этом случае разработчик проекта должен предоставить доказательства того, что подключенную тепловую нагрузку промышленной установки не планируется увеличивать;
- 2.6.7 Предлагаемая проектная деятельность не приведет к комплексному изменению процесса.
- 2.8. Границы проекта охватывают выбросы CO₂, связанные с сжиганием топлива в каждой промышленной установке, которая подлежит переходу на газообразное топливо. Одни и те же границы проекта применимы как к базовым, так и к проектным выбросам.
- 2.9. Для целей определения выбросов от проектной деятельности участники проекта должны включить выбросы углекислого газа от сжигания природного газа в разрезе каждой промышленной установки.
- 2.10. Для целей определения базовых выбросов участники проекта должны включить выбросы углекислого газа от сжигания такого количества угля или нефтяного топлива, которое использовалось бы в каждой промышленной установке в отсутствие проектной деятельности.
- 2.11. Пространственная протяженность границ проекта охватывает физико-географическое положение промышленного объекта или системы централизованного теплоснабжения.
- 2.12. Краткий обзор парниковых газов и источников, включенных в границы проекта, а также обоснование/объяснение того, какие парниковые газы и источники не включены, представлены в таблице 1.

Таблица 1. Источники выбросов, включенные или исключенные из границ проекта

Источник		Парниковый газ	Включен	Обоснование/объяснение
Базовая линия	Сжигание базового топлива	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Нет	Незначительный источник. Бухгалтерский учет не требуется
		N ₂ O	Нет	Незначительный источник. Бухгалтерский учет не требуется
	Сжигание природного газа	CO ₂	Да	Основной источник выбросов

Источник		Парниковый газ	Включен	Обоснование/объяснение
		CH ₄	Нет	Незначительный источник. Бухгалтерский учет не требуется
		N ₂ O	Нет	Незначительный источник. Бухгалтерский учет не требуется

3.Определение базовой линии

- 3.1. Данная методология применима только в том случае, если продолжение использования угля или нефтяного топлива в течение всего периода кредитования является наиболее приемлемым базовым сценарием.
- 3.2. Базовая линия для установленного базового сценария (продолжение использования угля или нефтяного топлива) устанавливается консервативным способом ниже прогнозных показателей выбросов модели «Business as usual»¹ (в том числе с учетом всех существующих политик). Каждый разработчик проекта должен применить один из приведенных ниже подходов к установлению базовой линии с обоснованием целесообразности выбора:
- 3.2.1.Наилучшие доступные технологии, которые представляют собой экономически обоснованный и экологически безопасный порядок действий.
- 3.2.2.Амбициозный сравнительный подход (Бенчмаркинг), при котором базовая линия устанавливается 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.
- 3.2.3.Подход, основанный на текущих или исторических выбросах, скорректированных в сторону уменьшения.
- 3.3. Для подхода, определенного разработчиком проекта, расчет базовых выбросов соответствует следующему уравнению:

$$BE_y = A_{baseline,y} \times EF_{CO_2,baseline}$$

где:

BE_y – Базовые выбросы в течение года y в тоннах CO₂;

$A_{baseline,y}$ – Данные о деятельности установки за год y ;

$EF_{CO_2,baseline}$ – Коэффициент выбросов CO₂.

- 3.4. Для каждого из подходов, описанных в пунктах 3.2.1-3.2.3, данные о деятельности (A) и коэффициенты выбросов (EF) определяются в соответствии с требуемыми условиями.

¹ Прим. Ред. – Бизнес как обычно. Установленный принцип, когда не предпринимается никаких действий по сокращению антропогенных выбросов парниковых газов.

Например, для подхода, основанного на текущих выбросах, данные о деятельности (А) – количество потребления твердого/жидкого топлива в год *y* в тоннах/тут, (ЕF) – коэффициент выбросов от сжигания топлива в год *y* в тоннах CO₂/тонн (тут) топлива. Расчет выбросов должен производиться в соответствии с методическими указаниями Министерства Природных Ресурсов № 371.

- 3.5. Для амбициозного сравнительного подхода (Бенчмаркинг) данные о деятельности (А) – количество продукции, произведенной на промышленной установке(-ах) (продуктов первого передела/ТДж/Гкал) в год *y*, (ЕF) – средняя интенсивность выбросов ПГ 20% наиболее эффективных установок в соответствии с национальными исходными значениями в год *y* в тоннах CO₂/тонн продукции.
- 3.6. Для наилучших доступных технологий коэффициент выбросов (ЕF) определяется в соответствии со информационно-техническими справочниками по наилучшим доступным технологиям² для промышленной установки, работающей в соответствующей отрасли/секторе. Данные о деятельности (А) промышленной установки(-ок) должны соответствовать применимым величинам ЕF.
- 3.7. Проектная (установленная) тепловая мощность промышленных установок после перехода на природный газ не должна превышать предыдущие показатели более чем на 5%;
- 3.8. Для действующей промышленной установки, работающей на угле/нефтяном топливе, нетто КПД должен соответствовать наилучшим доступным технологиям и практикам.
- 3.9. Количество угля или нефтяного топлива (подход на основе существующих фактов), которое использовалось бы в отсутствие проектной деятельности на промышленной установке *i* ($FC_{baseline,i,y}$), рассчитывается на основе фактического количества природного газа, сжигаемого на данной промышленной установке ($FC_{project,i,y}$), соотношения энергетической эффективности и низшей теплотворной способности между сценарием проекта (использование природного газа) и базовым сценарием (использование угля или нефтяного топлива) выглядит следующим образом:

$$FC_{baseline,i,y} = FC_{project,i,y} \times \frac{NCV_{NG,y} \times \varepsilon_{project,i}}{NCV_{FF,y} \times \varepsilon_{baseline,i,y}}$$

где:

$FC_{baseline,i,y}$ – Количество угля или нефтяного топлива, которое было бы сожжено при отсутствии проектной деятельности на промышленной установке *i* в течение года *y* в единицах объема или массы;

$FC_{project,i,y}$ – Количество природного газа, сожженного в промышленной установке *i* в течение года *y* в м³;

$NCV_{NG,y}$ – Средняя низшая теплотворная способность природного газа, сожженного в течение года *y*, в ГДж/м³;

$NCV_{FF,y}$ – Средняя низшая теплотворная способность угля или нефтяного топлива, которое было бы сожжено при отсутствии проектной деятельности на промышленной установке *i* в течение года *y* в ГДж на единицу объема или массы;

² См.: <https://www.rst.gov.ru/portal/gost/home/activity/NDT>

$\epsilon_{project,i}$ – Нетто КПД промышленной установки i , в случае работы на природном газе;

$\epsilon_{baseline,i,y}$ – Нетто КПД промышленной установки i , в случае работы на угле или нефтяном топливе соответственно.

- 3.10. В процессе верификации климатического проекта, потребление топлива в базовой линии ($FC_{baseline,i,y}$) для промышленной установки i должно быть пересмотрено за все годы, в зависимости от фактического потребления природного газа на этой промышленной установке ($FC_{project,i,y}$).
- 3.11. Обратите внимание, что наиболее приемлемым базовым сценарием может быть использование нескольких видов топлива в промышленной установке(-ах). Если в промышленной установке(-ах) использовались несколько видов топлива до осуществления проектной деятельности (включая случаи, когда четко определено пусковое топливо), и если продолжение применения данной практики является наиболее приемлемым базовым сценарием, участники проекта должны исключить пусковое топливо из списка видов топлива и в качестве консервативного подхода оставить единственный вид топлива с самым низким коэффициентом выбросов CO_2 из перечня видов топлива, использовавшихся в данной промышленной установке(-ах) в течение последних трех лет, а также базовой чистой теплотворной способностью ($NCVFF,i$). Например, случаи использования бурого и каменного угля в промышленных установках.
- 3.12. Для определения коэффициентов выбросов и низшей теплотворной способности необходимо следовать рекомендациям последнего руководства МПР № 371 в требуемых случаях.
- 3.13. Нетто КПД должно быть определено для каждой промышленной установки(-ок) для проектной деятельности ($\epsilon_{project,i}$) и базового сценария ($\epsilon_{baseline,i}$). КПД необходимо определять путем проведения измерений в ходе элементного процесса сжигания соответствующего топлива. КПД проектной деятельности ($\epsilon_{project,i}$) должна измеряться ежемесячно в течение всего периода кредитования, а для расчетов выбросов должны использоваться среднегодовые значения.
- 3.14. Значения, определенные для $\epsilon_{baseline,i}$, должны быть задокументированы в ПТД и должны оставаться фиксированными в течение всего периода кредитования.

4.Сроки проекта

- 4.1. Период кредитования составляет максимум 5 лет с возможностью продления еще два раза по 5 лет ($5+5+5=15$ лет), или максимум 10 лет без возможности продления, что соответствует данному виду деятельности;
- 4.2. Для прохождения процедуры валидации, в органы по валидации и верификации могут быть представлены проекты, реализация которых началась не ранее чем за 2 года до подачи документов на валидацию. Период кредитования должен начинаться не ранее регистрации проекта в Реестре углеродных единиц;

5.Дополнительность

- 5.1. Для обеспечения дополнительной проектной деятельности следует руководствоваться Инструменту #1 «Демонстрация дополнительной проектной деятельности»;
- 5.2. Дополнительные пояснения к Инструменту # 1 для данного типа проектов:
- 5.2.1. Шаг 1 «Определение альтернатив проектной деятельности в соответствии с действующими законами и нормативными актами», пункт b: Для данного случая – это переход с угля или нефтяного топлива на другое топливо, отличное от природного газа (например, биомассу);
- 5.2.2. Шаг 1 «Определение альтернатив проектной деятельности в соответствии с действующими законами и нормативными актами», пункт c: Для данного случая – это
- 5.2.3. сохранение существующей практики использования угля или нефтяного топлива;
- 5.2.4. Шаг 4 «Анализ общей практики»: Например, для регионов Сибири и Дальнего Востока угольная генерация исторически имела крайне важное значение. Основные препятствия для перехода на другие виды топлива связаны с отсутствием централизованной энергетической инфраструктуры на большей части макрорегиона и государственным регулированием цен на электроэнергию. Необходимо определить основные сектора, для которых характерно потребление угля, устаревшее оборудование, высокие капитальные затраты. К таким секторам могут относиться: энергетика, горнодобывающая промышленность, строительная отрасль и т.д.

6. Требования к плану мониторинга

- 6.1. Все данные, которые являются частью мониторинга выбросов по проекту, должны архивироваться в электронном виде и храниться не менее 2 двух лет после окончания последнего периода кредитования. Все параметры (100% данных), необходимые для количественного определения выбросов, перечисленные ниже в таблицах 2-5, должны контролироваться и быть частью системы мониторинга выбросов (если не указано иное). Все измерения должны проводиться с помощью калиброванного измерительного оборудования в соответствии с отраслевыми стандартами. Перечень параметров, необходимых для контроля и мониторинга выбросов, представлены в таблицах 2-5.

Таблица 2. Параметры, необходимых для контроля и мониторинга выбросов

Данные/Параметр:	FC_{project,i,y}
Единица данных:	тыс.м ³ , туг или ТДж
Описание:	Количество природного газа, сожженного в промышленной установке(-ах) <i>i</i> в течение года <i>y</i>
Источник данных:	Измерения на месте

Порядок проведения измерений (при наличии):	Использование расходомеров-счетчиков газа, измерителей объема газов. Узловая система учета газа должна быть спроектирована, установлена и обслуживаться в соответствии с требованиями соответствующих эталонных стандартов технологии учета. Калибровка измерительных приборов должна проводиться с соответствующей периодичностью для обеспечения поддержания характеристик в пределах расчетной точности.
Периодичность мониторинга:	В непрерывном режиме
Любые комментарии:	Данные об измеренном объеме природного газа должны быть предоставлены при стандартных условиях относительного давления и температуры. Калибровка и техническое обслуживание измерительных приборов должны осуществляться в соответствии с требованиями производителей и эталонных стандартов. Необходимо проводить внутренний аудит калибровки системы учета перед каждым отчетом о мониторинге. Необходимо проведение перекрестных проверок, в том числе проверок тенденций и данных о производстве, перед каждым отчетом о мониторинге.

Таблица 3. Параметры, необходимых для контроля и мониторинга выбросов

Данные/Параметр:	EF_{NG,CO₂,y}
Единица данных:	т CO ₂ /ед
Описание:	Коэффициент выбросов CO ₂ при сжигании природного газа во всех промышленных установках в году у
Источник данных:	Принцип расчета коэффициента выбросов CO ₂ при сжигании природного газа представлен в методических руководствах МПР № 371. Значения, предоставляемые поставщиком топлива в счетах-фактурах, являются предпочтительным источником. В отсутствие таких данных необходимо использовать измерения, проведенные участниками проекта. Для получения дополнительной информации см. Руководство МПР № 371.
Порядок проведения измерений (при наличии):	-

Периодичность мониторинга:	Ежемесячно
Процедуры обеспечения и контроля качества:	-
Любые комментарии:	Счета-фактуры на природный газ должны выставляться на основании результатов измерений физико-химических параметров в соответствии с ГОСТ 5542.

Таблица 4. Параметры, необходимых для контроля и мониторинга выбросов

Данные/Параметр:	$NCV_{NG,y}$
Единица данных:	ГДж/м ³
Описание:	Средняя низшая теплотворная способность природного газа, сожженного в течение года у
Источник данных:	Значения, предоставляемые поставщиком топлива в счетах-фактурах, являются предпочтительным источником. В отсутствие таких данных необходимо использовать измерения, проведенные участниками проекта. Для получения дополнительной информации см. Руководство МПР № 371.
Порядок проведения измерений (при наличии):	В соответствии с ГОСТ 31369.
Периодичность мониторинга:	Согласно ежемесячным счетам-фактурам за природный газ.
Любые комментарии:	Обратите внимание, что низшая теплотворная способность должна определяться при таких же параметрах относительного давления и температуры, что и при определении параметров объема газа. Счета-фактуры на природный газ должны выставляться на основании результатов измерений физико-химических параметров в соответствии с ГОСТ 5542.

Таблица 5. Параметры, необходимых для контроля и мониторинга выбросов

Данные/Параметр:	$\epsilon_{project,i,y}$
Единица данных:	-

Описание:	Нетто КПД промышленной установки i , в случае работы на природном газе
Источник данных:	-
Порядок проведения измерений (при наличии):	Нетто КПД необходимо определять путем проведения измерений на промышленной установке во время сжигания соответствующего топлива. Все измерения должны проводиться при фактическом коэффициенте нагрузки (или режиме работы), основанном на национальных стандартах или стандартах организаций (СТО). Например, ГОСТ Р 56777-2015.
Периодичность мониторинга:	Ежемесячно
Процедуры обеспечения и контроля качества:	-
Любые комментарии:	-

7. Проектный сценарий

7.1. Проектный сценарий включает выбросы CO_2 от сжигания природного газа на всех промышленных установках. Проектные выбросы рассчитываются на основе количества природного газа, сожженного во всех промышленных установках i , и коэффициентов выбросов CO_2 для природного газа ($EF_{\text{NG},\text{CO}_2}$), как показано ниже:

$$PE_y = \sum_i (FC_{\text{project},i,y} \times EF_{\text{CO}_2,y} \times OF_y)$$

где:

PE_y – Проектные выбросы в течение года y в тоннах CO_2 ;

$FC_{\text{project},i,y}$ – Потребление природного газа за период y в промышленной установке i , тыс. м^3 , тут или ТДж;

$EF_{\text{CO}_2,y}$ – Коэффициент выбросов CO_2 от сжигания природного газа за период y , т/ед.;

OF_y – коэффициент окисления топлива, фракция.

7.2. Для определения коэффициентов выбросов и источников информации о потреблении природного газа, необходимо руководствоваться методикой количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов,

утвержденной Приказом Министерства природных ресурсов России от 27 мая 2022 года № 371 (МПР, 371). При проведении измерений, участники проекта должны задокументировать результаты таких измерений после реализации проектной деятельности в своих отчетах по мониторингу.

8. Оценка выбросов от утечек проектной деятельности

- 8.1. Согласно Приказу Минэкономразвития России от 11 мая 2022 г. № 248, 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, если утечки проекта существуют в соответствии с методологией, представленной ниже:
- 8.2. Для данного типа проектной деятельности необходимо учитывать утечки вверх по цепочке поставок, связанные с добычей топлива, его переработкой, сжижением, транспортировкой, регазификацией и распределением ископаемых видов топлива за пределами границ проекта. Необходимо сравнить утечки вверх по цепочке поставок при использовании угля/нефтяного топлива и природного газа.
- 8.3. Утечки вверх по цепочке в году y ($LE_{US,y} = LE_y$) могут быть определены с помощью национальных специальных исследований или доступной специализированной базы данных оценок жизненного цикла (ОЖЦ)³, основанной на достоверных данных.
- 8.4. Оценка выбросов от утечек проектной деятельности рассчитывается следующим образом:

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

Где:

$LE_{US,y}$ – утечки вверх по цепочке поставок в году y (тонн CO₂e/год);

$FC_{project,i,y}$ – Количество природного газа, использованного в проектном сценарии в году y , тыс. м³, тут или ТДж;

$EF_{default,NG,y}$ – Коэффициент выбросов по умолчанию для утечек вверх по цепочке поставок, связанный с потреблением природного газа в году y , тонн CO₂ /ед.

$FC_{baseline,i,y}$ – Количество угля или нефтяного топлива, использованного в базовом сценарии в году y , тонн, тут или ТДж;

$EF_{default,C(P),y}$ – Коэффициент выбросов по умолчанию для утечек вверх по цепочке поставок, связанный с потреблением угля/нефтяного топлива в году y , тонн CO₂ /ед.

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

³ Примеры базы данных: база данных DEFRA, программное обеспечение SimaPro для оценки жизненного цикла (LCA), база данных Ecoinvent, отчеты отраслевых ассоциаций и т.д.

9. Минимизация риска непостоянства

9.1. Не применимо для данного типа проекта.

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

10.1. Климатический проект должен демонстрировать соответствие всем требованиям законодательства в той юрисдикции, где он расположен. Инициаторы проекта должны задаться вопросом, существует ли риск того, что его проект может привести к негативным последствиям для местных сообществ, биоразнообразия и окружающей среды. Такие проекты не должны приводить к увеличению загрязнения атмосферы, почвы, поверхностных и грунтовых вод, а также к конфликтам между сообществами, проблемам землевладения, принудительному выселению, нарушениям прав человека или ухудшению состояния здоровья и самочувствия из-за ограничения доступа к лесам или природным зонам.

10.2. Необходимо приложить усилия, чтобы избежать двойного учета между границами проекта, между отчетностью компании и отчетностью по проекту, между отчетностью разных компаний, между субъектами Российской Федерации и разными странами в случае международной передачи углеродных кредитов. В последнем случае необходимо продемонстрировать, что углеродные кредиты, переданные на международном уровне, исключаются из учета количественных целей определенного на национальном уровне вклада Российской Федерации (ОНУВ).

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

11.1. При продлении кредитного периода проект подлежит верификации с элементами валидации и технической оценки органом по валидации и верификации для определения необходимых обновлений базовой линии, дополнительной и количественной оценки сокращений выбросов. Для обновления базовой линии пересматриваются и обновляются основные параметры и допущения, используемые в установленном базовом подходе (пункты 3.2.1-3.2.5). Базовая линия должна отражать условия начала нового периода кредитования и быть действительной в течение этого периода. Дополнительность при возобновлении периода кредитования проверяется на соответствие критериям в рамках Инструмента #1 на дату начала нового периода кредитования

11.2. При продлении периода кредитования невозможно изменить установленный ранее базовый подход (Наилучшие доступные технологии; Амбициозный сравнительный подход (Бенчмаркинг); Текущий или исторические выбросы).

12. Нормативные ссылки

1. Приказ Министерства экономического развития России от 11 мая 2022 г. № 248 «Об утверждении критериев и порядка отнесения проектов, реализуемых юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями или физическими лицами, к

- климатическим проектам, формы и порядка представления отчетности о реализации климатического проекта» (Зарегистрировано в Министерстве юстиции России 30 мая 2022 г. № 68642).
2. 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 (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1029-ст).
 3. 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 (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 30 сентября 2021 г. № 1030-ст).
 4. 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 (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1031-ст).
 5. 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 (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 26.11.2014 № 1869-ст).
 6. ГОСТ Р ИСО 14066-2013. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Требования к компетентности групп по валидации и верификации парниковых газов (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 17.12.2013 № 2274-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 (утверждена и введена в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1033-ст).
 8. Приказ Министерства природных ресурсов от 27 мая 2022 года № 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.