

Методология реализации климатического проекта № 0008

Генерация электроэнергии из возобновляемых источников для прямых поставок потребителю и/или в энергосеть малого масштаба

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

Версия 3

4 апреля 2024 г.

Содержание

1. Термины и определения.....	3
2. Применимость методологии, границы проекта.....	6
2.1. Область применения	7
2.2. Применимость методологии.....	8
2.3. Границы проекта	10
3. Определение базовой линии.....	11
3.1. Определение сценариев базовой линии	12
3.2 Оценка выбросов базовой линии	13
3.2.1 Подход для определения количества полезной выработки электроэнергии, замещенной в результате реализации проектной деятельности.....	14
4. Сроки проекта.....	16
5. Дополнительность	17
5.1. Упрощенная процедура демонстрации дополнительности.....	17
6. Требования к плану мониторинга.....	18
7. Проектный сценарий.....	18
7.1. Выбросы от сжигания ископаемого топлива ($PE_{FF,y}$).....	18
7.2. Выбросы от геотермальных электростанций ($PE_{GP,y}$)	19
7.3. Выбросы от зарядки СНЭБ или электролиза воды ВСНЭ с использованием энергии сети или от резервных электрогенераторов на ископаемом топливе ($PE_{BESS_HESS,y}$)	21
7.4. Сокращение выбросов	21
7.5. Управление рисками	21
8. Оценка выбросов от утечек проектной деятельности.....	22
9. Минимизация риска непостоянства.....	22
10. Методы предотвращения двойного учета, негативных эффектов на окружающую среду и общество	22
11. Рекомендации в отношении изменения и/или сохранения базовой линии в случае продления периода кредитования и проектной деятельности.....	23
12. Нормативные ссылки	24
Приложение 1. Рекомендуемый подход для определения сетевого коэффициента выбросов (коэффициент выбросов от системы электроснабжения).....	27
Приложение 2. Рекомендуемый подход для определения коэффициента косвенных энергетических выбросов в случае прямых поставок электроэнергии	29
Приложение 3. Данные и параметры мониторинга	31
Приложение 4. Управление рисками.....	35
Приложение 5. Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии при продлении периода кредитования	35

1. Термины и определения

В данной методологии применяются следующие термины и определения¹:

Батарейная система накопления энергии (СНЭБ, англ. Battery energy storage system - BESS)² - стационарная система для накопления и обратного преобразования электроэнергии, которая содержит компоненты, необходимые для этой функции, в частности батарею, систему преобразования энергии и систему управления энергией^{3,4};

Ветроэлектрическая станция (ВЭС, англ. Wind electrical power station)⁵ - электростанция, состоящая из двух и более ветроэлектрических установок, предназначенная для преобразования энергии ветра в электрическую энергию и передачу ее потребителю.

Водородная система накопления энергии (ВСНЭ, англ. Hydrogen energy storage system - HESS)⁶ - система накопления электроэнергии (СНЭ) с использованием водорода, которая состоит из электролизера, резервуара для хранения водорода и топливного элемента⁷.

Водохранилище (англ. Reservoir) - искусственный водоем, образованный водоподпорным сооружением, заполнением водой впадины или обвалованной территории с целью хранения воды и/или регулирования стока специальными сооружениями, создания подпора⁸.

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ, англ. Renewable energy sources)⁹ - энергия солнца, энергия ветра, энергия вод (в том числе энергия сточных вод), за исключением случаев использования такой энергии на гидроаккумулирующих электроэнергетических станциях, энергия приливов, энергия волн водных объектов, в том числе водоемов, рек, морей, океанов, геотермальная энергия с использованием природных подземных теплоносителей, низкопотенциальная тепловая энергия земли, воздуха, воды с использованием специальных теплоносителей, биомасса, включающая в себя специально выращенные для получения энергии растения, в том числе деревья, а также отходы производства и потребления, за исключением отходов, полученных в процессе использования углеводородного сырья и топлива, биогаз, газ, выделяемый отходами производства и потребления на свалках таких отходов, газ, образующийся на угольных разработках¹⁰.

Геотермальная электростанция; ГеоТЭС (англ. Geothermal power plant) - электростанция, использующая для получения электроэнергии природный пар или термальную воду с высоким тепловым потенциалом¹¹.

Гидроэлектростанция (ГЭС, англ. Hydroelectric power plant)¹² - комплекс сооружений и оборудования, преобразующих гравитационную энергию воды в электрическую энергию.

¹ При пользовании 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»

² Данный вид системы накопления энергии предполагает, что тип накопителя электроэнергии реализован на основе аккумуляторных батарей

³ ГОСТ Р МЭК 62485-5-2021 Батареи аккумуляторные и батарейные установки. Требования безопасности. Часть 5. Безопасность стационарных литий-ионных батарей

⁴ Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (АСМ0002) используют для данного термина следующую трактовку: **Батарейная система накопления энергии (СНЭБ, от англ. battery energy storage system - BESS)** - перезаряжаемая система хранения энергии, состоящая из аккумуляторов, зарядных устройств, систем управления, систем кондиционирования энергии и сопутствующего электрооборудования, предназначенная для хранения электроэнергии, вырабатываемой установкой(ами) на основе возобновляемых источников энергии.

⁵ ГОСТ Р 54531-2011 Нетрадиционные технологии. Возобновляемые и альтернативные источники энергии. Термины и определения.

⁶ См. ГОСТ Р 58092.5.1-2018 (IECTS 62933-5-12017) Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Безопасность систем, работающих в составе сети. Общие требования

⁷ В контексте данной методологии, Водородные накопители энергии - это форма химических накопителей энергии, в которых электрическая энергия, произведенная из возобновляемых источников энергии, преобразуется в водород, произведенный в результате резервного производства электроэнергии.

⁸ См. ГОСТ Р 70214-2022. Гидротехника. Основные понятия. Термины и определения.

⁹ Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (с изменениями и дополнениями)

¹⁰ Данная методология рассматривает только проектную деятельность, связанную с использованием таких возобновляемых источников энергии, как энергия солнца, ветра, воды, энергия приливов, геотермальная энергия.

¹¹ ГОСТ Р 56909-2016 Нетрадиционные технологии. Геотермальная энергетика. Термины и определения.

¹² См. ГОСТ Р 54531-2011.

Капитальный ремонт (англ. Overhaul)¹³¹⁴ - ремонт с целью восстановления исправности (работоспособности) конструкций и оборудования, а также поддержания эксплуатационных показателей. При капитальном ремонте оборудования, который выполняется для восстановления исправности и полного или близкого к полному ресурса объекта с заменой или восстановлением любых его частей, может производиться полная разборка агрегата, ремонт базовых и корпусных деталей и узлов, замена или восстановление всех изношенных деталей и узлов на новые и более современные, сборка, регулирование и испытание агрегата. При проведении капитального ремонта оборудования не должно изменяться его функциональное назначение. Целью капитального ремонта оборудования является восстановление его технико-экономических характеристик до значений, близких к проектным¹⁵.

Малая гидроэлектростанция (МГЭС, англ. Small hydroelectric power plant)¹⁶ - гидроэлектростанция с установленной мощностью до 30 МВт.

Модернизация (достройка, дооборудование, замена¹⁷, англ. Modernization)¹³ - работы, вызванные изменением технологического или служебного назначения оборудования, здания, сооружения или иного объекта амортизируемых основных средств, повышенными нагрузками и (или) другими новыми качествами, т.е. это замена устаревшего оборудования на новое в связи с функциональным износом. Модернизация электроэнергетики включает не только вывод из эксплуатации старого, физически и морально устаревшего оборудования, реконструкцию низкоэффективного оборудования и замену технологий на современные, но и создание принципиально нового оборудования и энерготехнологий.

Новая электростанция («Электростанция с нуля», англ. Greenfield power plant) – новая электростанция на возобновляемых источниках энергии, которая строится и эксплуатируется на месте, где до осуществления проектной деятельности не эксплуатировалась ни одна электростанция на возобновляемых источниках энергии;

Период кредитования (англ. Crediting period) – 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.

¹³ Для терминов «Техническое перевооружение», «Модернизация», «Реконструкция» и «Капитальный ремонт» определение единой терминологии в нормативных документах РФ не установлено и могут присутствовать разночтения в зависимости от объектов, подлежащих данным видам работ. Терминология в методологиях-референс также не совпадает в полном объеме (указано для каждого конкретного термина). Термин «Техническое перевооружение» по смыслу употребления в методологии близок к термину «Модернизация». Однако российское правовое поле разделяет эти понятия. В данной методологии были учтены рекомендации РД 153-34.3-20.409-99 Руководящие указания об определении понятий и отнесении видов работ и мероприятий в электрических сетях отрасли «Электроэнергетика» к новому строительству, расширению, реконструкции и техническому перевооружению.

¹⁴ Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (AMS-I.F., ACM0002) используют для данного термина следующую трактовку: **Переоборудование/модернизация** (англ. Retrofit) - работы связанные с инвестициями в ремонт или модификацию существующих действующих электростанций/агрегатов с целью повышения эффективности, производительности или генерирующей мощности электростанций/агрегатов без добавления новых электростанций/агрегатов. Модернизация восстанавливает установленную мощность производства электроэнергии до исходного уровня или выше. Модернизация должна включать только меры, которые предполагают капитальные вложения, а не меры по регулярному техническому обслуживанию или уборке.

¹⁵ Приказ Министерства энергетики РФ от 25 октября 2017 г. № 1013 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики» (с изменениями и дополнениями)

¹⁶ См. ГОСТ Р 54531-2011.

¹⁷ Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (AMS-I.F., ACM0002) используют для данного термина следующую трактовку: **Замена** (англ. Replacement) – работы, связанные с инвестициями в новые электростанции/агрегаты, которые заменяют один или несколько существующих агрегатов на существующей электростанции. Новые электростанции/агрегаты имеют такую же или более высокую генерирующую мощность, чем станции/агрегаты, которые были заменены.

Полезная выработка электроэнергии (англ. Net electricity generation) - разница между общим количеством электроэнергии, произведенной электростанцией, и дополнительным потреблением электроэнергии электростанции¹⁸.

Потребители электрической энергии (англ. Electricity consumers/users) - лица, приобретающие электрическую энергию для собственных бытовых и (или) производственных нужд¹⁹;

Приливная электростанция, ПЭС (англ. Tidal power station) - гидроэлектрическая станция, использующая энергию морских приливов²⁰.

Резервное электроснабжение (англ. Backup power supply) - обеспечение питанием нагрузок электрической сети в течение установленной продолжительности времени после ее отключения от энергосистемы/электрической сети^{21,22}.

Реконструкция (англ. Reconstruction)¹³ - это переустройство существующих объектов основных средств, связанное с совершенствованием производства и повышением его технико-экономических показателей и осуществляемое по проекту реконструкции основных средств в целях увеличения производственных мощностей, улучшения качества и изменения номенклатуры продукции. К реконструкции действующих энергетических предприятий относят переустройство существующих цехов и объектов основного, подсобного и обслуживающего назначения электростанций, тепловых и электрических сетей, связанное с совершенствованием производства, повышением технико-экономического уровня, изменением основных технико-экономических показателей. Реконструкции подлежат объекты электрических сетей, как правило, имеющие неудовлетворительное состояние строительных конструкций и сооружений вследствие выработки нормативного срока службы, в силу различных стихийных природных явлений²³, не соответствующие требованиям санитарных норм и экологии.

Солнечная электростанция (СЭС, англ. Solar power plant) - электростанция, предназначенная для преобразования энергии солнечного излучения в электрическую энергию²⁴.

Существующее водохранилище (англ. Existing reservoir) – водохранилище считается «действующим водохранилищем», если оно находилось в эксплуатации не менее трех лет до осуществления проектной деятельности.

Техническое перевооружение (англ. Technical re-equipment)¹³ - комплекс мероприятий по повышению технико-экономических показателей основных средств или их отдельных частей на основе внедрения передовой техники и технологии, механизации и автоматизации производства, модернизации и замены морально устаревшего и физически изношенного оборудования новым, более производительным²⁵.

¹⁸ Например, к месту расположения установки по производству энергии из возобновляемых источников или к конечным потребителям электроэнергии

¹⁹ См. Федеральный закон от 26.03.2003 г. №35-ФЗ (ред. от 02.11.2023) «Об электроэнергетике»

²⁰ См. ГОСТ Р 55005-2012 Возобновляемая энергетика. Геотермальные электростанции. Сооружения. Требования безопасности. Основные положения.

²¹ ГОСТ Р 58092.3.3- 2023 Системы накопления электрической энергии. Проектирование и оценка рабочих параметров

²² Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (АСМ0002) используют для данного термина следующую трактовку: **Резервный генератор** - генератор, который используется в случае аварийной ситуации, например, при прекращении подачи электроэнергии из-за отказа основного генератора, либо капитального отказа или отключения генераторных агрегатов, для удовлетворения потребности в электроэнергии оборудования на площадке электростанции во время аварии.

²³ Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (АМС-І.І., АСМ0002) используют для данного термина следующую трактовку: **Восстановление** (или ремонт, англ. Rehabilitation or refurbishment) - работы связанные с инвестициями в восстановление существующих электростанций/агрегатов, которые были серьезно повреждены или разрушены из-за обрушения фундамента, чрезмерного просачивания, землетрясения, разжижения или наводнения. Основная цель восстановления или ремонта состоит в том, чтобы восстановить рабочие характеристики объектов. Ремонт также может привести к повышению эффективности, производительности или мощности электростанций/агрегатов с добавлением или без добавления новых электростанций/агрегатов

²⁴ ГОСТ Р 54531-2011 Нетрадиционные технологии. Возобновляемые и альтернативные источники энергии. Термины и определения. ГОСТ Р 70787-2023 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Возобновляемые источники энергии. Технические требования к фотоэлектрическим солнечным станциям.

²⁵ Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. от 18.03.2023) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.04.2023 г.)

Увеличение электрической мощности (англ. Capacity addition) - добавление электрической мощности представляет собой вложение дополнительных инвестиций для увеличения установленной мощности существующих электростанций путем: 1. строительства новых электростанций/агрегатов вместо существующих электростанций/агрегатов; или 2. установки новых электростанций/агрегатов в дополнение к существующим электростанциям/агрегатам. Существующие электростанции/блоки в случае увеличения мощности для 2 варианта продолжают работать после реализации проектной деятельности.

Установленная мощность, номинальная мощность (англ. Installed capacity, rated capacity) - мощность, с которой электроустановка, оборудование может работать длительное время при номинальных параметрах и/или нормальных условиях²⁶. Выражается в ваттах или одном из ее кратных значений, на которую энергоблок рассчитан для работы при номинальных условиях. Структура установленной мощности электростанций представляет собой долевое распределение суммарной установленной мощности электростанций по их типам или по типам агрегатов²⁷.

Электростанция, ЭС (англ. Power plant) - энергоустановка, предназначенная для производства электрической энергии, содержащая строительную часть, оборудование для преобразования энергии и необходимое вспомогательное оборудование по ГОСТ 19431-84²⁸.

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^{29,30}.

Энергосеть малого масштаба (англ. mini-grid) - это энергосистема малого масштаба общей мощностью не более 30 МВт (т.е. сумма установленных мощностей всех генераторов, подключенных к такой сети, равна или менее 30 МВт³¹), которая не подключена к Единой энергетической системе России (т.е. является изолированной энергосистемой³²).

2. Применимость методологии, границы проекта

Данная методология предназначена для применения исполнителями климатических проектов, органами по валидации и верификации парниковых газов и иными заинтересованными лицами, вовлеченными в

²⁶ См. 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.

²⁷ См. ГОСТ 19431-84. Энергетика и электрификация. Термины и определения.

²⁸ См. ГОСТ 24291-90 Межгосударственный стандарт. Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения.

²⁹ ГОСТ 21027-2021. Межгосударственный стандарт. Системы электроэнергетические. Термины и определения.

³⁰ 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.

³¹ Деятельность, реализуемая по методологии-референс (AMS-IF.) входит в блок маломасштабных проектов в области возобновляемой энергетики с максимальной выходной мощностью не более 15 МВт (или соответствующему эквиваленту) (решение 17/СР.7, пункт 6(с)(i)). Ограничение в 15 МВт пересмотрено для РФ до 30 МВт, поскольку на данном этапе не предполагается введение упрощенных процедур регистрации проектов малого масштаба, а также для гармонизации с национальными нормативными документами, которые к группе малой генерации относят электростанции, мощностью не более 30 МВт. В тоже время, для разграничения области применения с методологией СРМ №0007 Генерация электроэнергии из возобновляемых источников для энергосети, выделяется энергосеть малого масштаба, ограниченная общей мощностью не более 30 МВт. В контексте методологии: «Выходная мощность» — это установленная/номинальная мощность, указанная производителем оборудования или установки, независимо от фактического коэффициента загрузки установки. Установленная/номинальная мощность энергоблоков, вырабатывающих электроэнергию из возобновляемых источников энергии, которые включают турбогенераторные системы, должна основываться на установленной/номинальной мощности генератора. Проекты могут относиться к МВт(п), МВт(э) или МВт(т), где (п) означает пиковую мощность, (э) - электрическую, а (т) - тепловую. Поскольку МВт(э) является наиболее распространенным обозначением, а МВт(т) относится только к производству тепла, которое также может быть получено из МВт(э), МВт определяют как МВт(э), в противном случае применяя соответствующий коэффициент преобразования (FCCC/КР/СМР/2005/8/Add.1).

³² Изолированная энергосистема - энергосистема, не имеющая электрических связей для параллельной работы с другими энергосистемами. (ГОСТ 21027-2021. Межгосударственный стандарт. Системы электроэнергетические. Термины и определения)

выполнение климатических проектов. Данная методология применяется для разработки климатических проектов по производству энергии из возобновляемых источников, подключенных к энергосети, которые включают:

Таблица 1. Ключевые элементы методологии

Типовые проекты	<p>Капитальный ремонт, реконструкция, модернизация/техническое перевооружение или увеличение электрической мощности существующей электростанции или строительство и эксплуатация новой электростанции по производству электроэнергии из возобновляемых источников, таких как фотоэлектрические, гидроэнергетические, приливно-волновые, ветровые, геотермальные³³ для поставки электроэнергии конечным потребителям³⁴.</p> <p>При определенных условиях в рамках проектной деятельности на электростанции может быть внедрена батарейная система накопления энергии (СНЭБ) или водородная система накопления энергии (ВСНЭ)</p>
Вид действий по сокращению выбросов ПГ	<p>Возобновляемая энергетика: Замещение углеродоемкой выработки электроэнергии, и поставка электроэнергии конечным потребителям</p>

Данная методология нейтральна по отношению к программам по парниковым газам (ПГ)³⁵. Если применяется программа по ПГ³⁶, то требования этой программы дополняют требования методологии. Настоящая методология подготовлена на основе существующей методологии, разработанной в рамках Механизма чистого развития (AMS-I.F.) и включает в себя ее адаптацию под действующие российские нормативно-правовые акты и стандарты.

2.1. Область применения

Область применения данной методологии включает проектную деятельность, связанную с установками по производству энергии из возобновляемых источников и рассматривает фотоэлектрические, приливно-волновые, гидро-, ветровые, геотермальные энергоустановки, которые поставляют электроэнергию конечным потребителям³⁷. Методология применяется к проектам по производству электроэнергии из возобновляемых источников, для поставки ее конечным потребителям, и рассматривает следующие виды деятельности:

1. строительство новых электростанций; или

³³ В соответствии с Федеральным законом от 26.03.2003 №35-ФЗ (ред. от 04.08.2023) «Об электроэнергетике» атомная энергетика не включена в перечень источников возобновляемой энергетики. Методология имеет ограничение на применяемые технологии по производству электроэнергии из возобновляемых источников, см. разделы 2.1 и 2.2.

³⁴ В контексте данной методологии под конечным потребителем электроэнергии понимается любое лицо(а), приобретающее(ие) электроэнергию для собственных бытовых и/или производственных нужд без цели ее перепродажи. Предполагается, что в рамках проектной деятельности круг конечных потребителей электроэнергии точно определяется, минимально может быть равен одному. Максимально возможное количество подключенных потребителей электроэнергии ограничивается максимальной мощностью объекта генерации не более 30 МВт и его способностью обеспечить потребителей требуемым уровнем мощности согласно заключенным договорам энергоснабжения (купли-продажи (поставки) электрической энергии (мощности)). Не распространяется на участников оптового рынка электроэнергии.

³⁵ Программа по парниковым газам; программа по ПГ (greenhouse gas programme; GHG programme): Добровольная или обязательная для исполнения международная, национальная или субнациональная система или схема, в рамках которой осуществляется инвентаризация, учет и управление выбросами ПГ, поглощением ПГ, сокращением выбросов или увеличением поглощения ПГ вне границ организации или проекта по ПГ (ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Газы парниковые. Часть 2)

³⁶ В настоящее время к программе по ПГ в России можно отнести Федеральный закон от 06.03.2022 № 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации», Федеральный закон от 02.07.2021 № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов», Приказ Министерства экономического развития России от 11.05.2022 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»

³⁷ Соответствие требованиям настоящей методологии может быть заявлено при выполнении всех требований настоящей методологии за исключением рекомендательных требований, а также рекомендаций по управлению рисками

2. капитальный ремонт, реконструкцию, модернизацию/техническое перевооружение или увеличение электрической мощности существующей электростанции;
3. внедрение СНЭБ или ВСНЭ в новые электростанции или внедрение СНЭБ или ВСНЭ в существующие солнечные или ветроэлектрические станции.

В результате реализации проектной деятельности происходит вытеснение электроэнергии из системы распределения электроэнергии, которая поставляется или могла бы поставляться по крайней мере одной генерирующей установкой, работающей на ископаемом топливе, т.е. в отсутствие проектной деятельности потребители получали бы электроэнергию из одного или нескольких источников, перечисленных ниже:

1. национальная или региональная энергосеть;
2. автономная электростанция, работающая на ископаемом топливе³⁸;
3. углеродоемкая энергосеть малого масштаба³⁹.

2.2. Применимость методологии

Методология применима в отношении СЭС, ВЭС, МГЭС, ПЭС и ГеоТЭС.

Для МГЭС методология применима, если они удовлетворяют хотя бы одному из следующих условий:

1. проектная деятельность осуществляется в существующем водохранилище без изменения объема водохранилища⁴⁰;
2. проектная деятельность по строительству новой МГЭС осуществляется без строительства плотины и затопления территории⁴¹.

Системы комбинированного производства тепла и электроэнергии (когенерация), а также установки по производству возобновляемой энергии из биомассы⁴² не рассматриваются в данной методологии.

Методология применима если в базовом сценарии конечный потребитель не получает электроэнергию из возобновляемых источников энергии напрямую.

Методология применима к проектной деятельности по производству электроэнергии из возобновляемых источников, с поставкой электроэнергии конечным потребителям, которая предполагает:

1. строительство новой электростанции там, где до осуществления проектной деятельности не существовало электростанции на возобновляемых источниках энергии (новая электростанция, «электростанция с нуля»);
2. увеличение электрической мощности существующей электростанции⁴³,
3. капитальный ремонт⁴⁴ существующей электростанции(й); или
4. реконструкцию или модернизацию/техническое перевооружение⁴⁵ существующей электростанции(й).

В случае проектной деятельности, которая предполагает увеличение электрической мощности установок по производству электроэнергии из возобновляемых источников на существующем объекте,

³⁸ В этом случае потребители автономной электроэнергии также должны быть подключены к сети

³⁹ В т.ч. технологически изолированная территориальная электроэнергетическая система (ТИТЭС) (см. ГОСТ Р 57114-2016) общей мощностью не более 30 МВт.

⁴⁰ Данный вид деятельности возможен для проектов по капитальному ремонту, реконструкции, модернизации/техническому перевооружению или увеличению электрической мощности существующей электростанции

⁴¹ Т.е. конструкция новой МГЭС должна обеспечить преобразование энергии воды без строительства плотины и затопления территории

⁴² Идентификация источников выбросов и утечек для проектной деятельности, использующей биомассу требует отдельного учета и процедур мониторинга, включая анализ утечек в результате перенаправления биомассы из других областей применения в проект. Данные процедуры не рассматриваются в методологии, а использование биомассы запрещено.

⁴³ См. **Увеличение электрической мощности** в разделе 1.

⁴⁴ См. **Капитальный ремонт** в разделе 1.

⁴⁵ См. **Модернизация / Техническое перевооружение** в разделе 1.

мощность установок, добавленных в рамках проекта, должна быть ниже 30 МВт и быть физически отдельной⁴⁶ от существующих установок.

В случае капитального ремонта или модернизации/технического перевооружения общая мощность модернизированного, отремонтированного или замененного блока не должна превышать предел в 30 МВт.

Если добавляемая установка имеет как возобновляемые, так и невозобновляемые компоненты системы⁴⁷, то ограничение в 30 МВт применяется только в части возобновляемого компонента.

В случае реализации проекта по увеличению электрической мощности, капитального ремонта, реконструкции или модернизации/технического перевооружения МГЭС или ГеоТЭС необходимо, чтобы эксплуатация существующей электростанции началась минимум за пять лет до этого. Это минимальный исторический период, используемый для расчета выбросов в случае реализации базовой линии. Необходимо также, чтобы в данный период (между началом минимального исторического периода и реализацией проектной деятельности) не проводились увеличение электрической мощности, капитальный ремонт, модернизация или реконструкция электростанции.

Методология применима к проектной деятельности, в рамках которой могут внедряться технологии СНЭБ или ВСНЭ⁴⁸ для новых электростанций на возобновляемых источниках энергии или существующих солнечных или ветроэлектрических электростанций.

Необходимо, чтобы для ВСНЭ была реализована технология получения водорода методом электролиза воды с использованием резервного объема электроэнергии произведенного ВИЭ-установкой. Хранение водорода может быть реализовано в сжатом или твердофазном связанном виде, получение электроэнергии - с использованием электрохимических генераторов (топливных элементов) или водородосжигающих установок.

Если проектная деятельность включает в себя интеграцию СНЭБ или ВСНЭ, методология применима к следующей проектной деятельности по производству электроэнергии из возобновляемых источников энергии, с поставкой электроэнергии конечному потребителю:

1. внедрение СНЭБ / ВСНЭ в новую электростанцию на возобновляемых источниках энергии;
2. внедрение СНЭБ / ВСНЭ вместе с увеличением электрической мощности существующей солнечной или ветроэлектрической электростанции;
3. внедрение СНЭБ / ВСНЭ в существующую солнечную или ветроэлектрическую электростанцию без внесения каких-либо других изменений;
4. внедрение СНЭБ / ВСНЭ вместе с осуществлением капитального ремонта, реконструкции или модернизации/технического перевооружения существующей солнечной или ветроэлектрической электростанции.

В случае проектной деятельности, связанной со строительством новой электростанции на возобновляемых источниках энергии, разработчик проекта должен продемонстрировать, что СНЭБ или ВСНЭ являлся неотъемлемой частью проектной деятельности⁴⁹.

Данный вид проектной деятельности предполагает, что СНЭБ должна заряжаться электроэнергией или ВСНЭ должна использовать электроэнергию для электролиза, вырабатываемую соответствующей электростанцией(ями), работающей на возобновляемых источниках энергии. В ситуациях, когда проектными решениями с учетом специфики объекта предусмотрено в дополнение к или вместо

⁴⁶ Физически отдельная установка – такая установка, которая способна вырабатывать электроэнергию без участия существующих установок и непосредственно не оказывать прямого влияния на механические, тепловые или электрические характеристики существующего объекта

⁴⁷ Например, ветро-дизельная установка

⁴⁸ Данная методология рассматривает систему накопления электроэнергии (СНЭ) как эффективный источник электрической энергии, способный компенсировать в пределах аккумулированного в ней количества энергии дефицит мощности генерации при пиковом запросе на потребление электричества с последующим восполнением отданного количества энергии, например регулирование переменной выработки на ВЭС, сглаживание резких колебаний мощности, которые могут возникать в энергосистемах с высоким количеством СЭС, накопление энергии, генерируемой в период провала нагрузки и т.д. Вид системы накопления энергии определяется разработчиком климатического проекта исходя из вариантов, допустимых данной методологией.

⁴⁹ Например, путем ссылки на технико-экономические обоснования или документы о принятии инвестиционных решений

применения СНЭБ или ВСНЭ использование резервного электрогенератора⁵⁰, работающего на ископаемом топливе или от энергосети, необходимо учитывать соответствующие выбросы парниковых газов таким резервным электрогенератором⁵¹ (выбросы от сжигания ископаемого топлива или от энергосети). В таких случаях соответствующие выбросы парниковых газов должны учитываться как проектные выбросы в соответствии с требованиями раздела 7 ниже.

Зарядка СНЭБ от сети или от резервного электрогенератора, работающего на ископаемом топливе, или использование электроэнергии сети или от резервного электрогенератора для электролиза воды ВСНЭ, не должна составлять более 2% от электроэнергии, произведенной проектной установкой на возобновляемых источниках энергии за период мониторинга⁵². В течение периодов времени⁵³, когда СНЭБ или ВСНЭ потребляет более 2% электроэнергии для зарядки или электролиза воды, разработчик проекта не имеет права на выдачу углеродных единиц за соответствующий период мониторинга. Данный факт должен быть прозрачно отражен в проектно-технической документации (ПТД).

В случае изменения приводимых актов национального законодательства данная методология подлежит пересмотру с целью учета соответствующих изменений⁵⁴.

2.3. Границы проекта

Границы проектной деятельности (в т.ч. территориальные границы) включают в себя промышленные и коммерческие объекты, потребляющие электроэнергию, вырабатываемую генерирующими установками. В случае производства и поставки электроэнергии распределенным потребителям (например, в жилые дома) через энергосеть малого масштаба /изолированную сеть границы проекта могут быть ограничены физическим, географическим местоположением возобновляемых генерирующих установок. Граница также распространяется на проектную электростанцию и все электростанции, физически подключенные к энергосистеме, к которой подключена проектная электростанция.

Парниковые газы и источники выбросов, включенные в границы проекта или исключенные из них, представлены в Таблице 2.

Таблица 2. Источники выбросов ПГ, включенные / исключенные в границы проекта

⁵⁰ Например, для страховки на случай, когда ВИЭ, СНЭБ или ВСНЭ не обеспечивают требуемый уровень мощности генерации электроэнергии

⁵¹ Резервный генератор в контексте методологии понимается как генератор, который обеспечивает бесперебойную подачу электроэнергии в период экстренных, аварийных ситуаций. Резервный генератор не может быть использован для зарядки СНЭБ или электролиза воды с целью получения водорода на ВСНЭ в случае неблагоприятных погодных условий

⁵² Ограничение в 2% сохранено в методологии для сопоставимости с международной практикой реализации климатических проектов данного типа. Использование СНЭБ или ВСНЭ более 2% электроэнергии, произведенной за счет сжигания ископаемого топлива или от энергосистемы, противоречит задаче по снижению углеродоемкости вырабатываемой электроэнергии

⁵³ Например, неделя(и), месяц(ы)

⁵⁴ Разработчику проекта необходимо иметь в виду, что приведенные в тексте нормативные документы могут быть изменены или отменены

Источник		ПГ	Включение	Обоснование
Базовая линия	Выбросы CO ₂ от производства электроэнергии на электростанциях, работающих на ископаемом топливе, которые будут замещены в результате проектной деятельности	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Нет	Незначительный источник выбросов
		NO ₂	Нет	Незначительный источник выбросов
Проектная деятельность	Для геотермальных станций, выбросы CH ₄ и CO ₂ из неконденсирующихся газов, содержащихся в геотермальном паре, летучие выбросы углеводородов, таких как н-бутан и изопентан (рабочая жидкость), содержащихся в теплообменниках	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Да	Основной источник выбросов
		NO ₂	Нет	Незначительный источник выбросов
		Хладагент (-ы), являющийся(-еся) ПГ	Да	Основной источник выбросов (если применимо согласно проектной документации) ⁵⁵
	Выбросы CO ₂ от сжигания ископаемого топлива для производства электроэнергии на ветроэлектрических станциях и солнечных электростанциях	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Нет	Незначительный источник выбросов
		NO ₂	Нет	Незначительный источник выбросов
	Зарядка СНЭБ или электролиз воды на ВСНЭ с использованием электроэнергии от сети или от резервных электрогенераторов, работающих на ископаемом топливе	CO ₂	Да	Основной источник выбросов
		CH ₄	Нет	Незначительный источник выбросов
		NO ₂	Нет	Незначительный источник выбросов

Проектная документация должна включать в себя описание процедур исключения возможности двойного учета сокращения выбросов парниковых газов, потенциально достигаемых в результате проектной деятельности, закреплённых в договорных соглашениях. Исполнитель должен продемонстрировать, что достигнутые в ходе реализации проекта сокращения выбросов не учитываются в качестве сокращения выбросов где-либо еще (например, в системах выпуска сертификатов зеленой энергии).3. Определение базовой линии

Базовая линия⁵⁶ должна устанавливаться на основании текущих (фактических) или исторических выбросов, скорректированных в сторону уменьшения путем использования консервативных принципов⁵⁷.

18. С учетом тенденций развития международного углеродного рынка, в т. ч. переговорного процесса по правилам торговли сокращениями выбросов по статье 6 Парижского соглашения,

⁵⁵ Учитываются все ПГ, перечисленные в Приложении А Киотского протокола, а также ПГ, контролируемые в рамках Монреальского протокола

⁵⁶ Базовая линия по парниковым газам; базовая линия по ПГ (greenhouse gas baseline: GHG baseline) - количественно определенная точка (точки) отчета выбросов ПГ и/или поглощения ПГ, которая наступила бы в отсутствие проекта по ПГ выражающая 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).

⁵⁷ Расчет базовой линии считается консервативным, если не будет завышена конечная оценка сокращений выбросов в результате реализации проектной деятельности. При возникновении сомнений, разработчику проекта лучше использовать значения, приводящие к занижению прогноза базовой линии.

разработчику проекта рекомендуется применить один из приведенных ниже принципов корректировки базовой линии с обоснованием целесообразности выбора⁵⁸:

- 1) наилучшие доступные технологии⁵⁹, которые являются экономически осуществимыми и экологически ориентированными;
- 2) практика сравнения бизнес-процессов и показателей эффективности с лучшими отраслевыми показателями и передовым опытом других компаний, 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 (далее - амбициозный/эталонный сравнительный подход);
- 3) подход, основанный на текущих (фактических) или исторических выбросах, скорректированных в сторону уменьшения не менее чем на 3%.

Приведенные подходы имеют рамочный характер, дающий общее понимание о способах определения базовых линий. Детализированный подход к определению базовой линии для данного типа проектов изложен ниже в разделе 3.

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 г. № 248⁶⁰. Предлагаемые в данной методологии подходы согласуются со стандартизированным подходом, применяемым на международном уровне⁶¹.

Разработчик проекта вправе использовать методики и коэффициенты выбросов CO₂, законодательно утвержденные на территории Российской Федерации⁶². В этом случае 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.

3.1. Определение сценариев базовой линии

Возможные варианты сценариев базовой линии, представлены ниже:

1. Базовый сценарий⁶³ для *новой электростанции* («Электростанция с нуля») со СНЭБ / ВСНЭ или без них заключается в том, что электроэнергия, поставляемая конечным потребителям в результате проектной деятельности, в противном случае вырабатывалась бы за счет работы подключенных к сети электростанций или автономной электростанции, работающей на ископаемом топливе.
2. Базовый сценарий в случае *увеличения электрической мощности* представляет собой: 1. добавление мощности к существующей электростанции (энергоблоку) со СНЭБ / ВСНЭ (только солнечная или ветроэлектрическая станция) или без них, подключенной к конечным потребителям; или 2. интеграцию СНЭБ / ВСНЭ в существующую солнечную или ветроэлектрическую станцию без осуществления каких-либо других изменений. Базовым

⁵⁸ Подходы к определению базовых линий приводятся в Решении, принятом на Конференции Сторон, в рамках совещания Сторон Парижского соглашения, третья сессия (FCCC/PA/СМА/2021/10/Add.1, статья 6.4 Парижского соглашения, стр. 34, п. 36). URL: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2021_10a01E.pdf.

⁵⁹ При наличии справочников наилучших доступных технологий (НДТ), применимых к условиям планируемого проекта, используются соответствующие информационно-технические справочники НДТ

⁶⁰ Приказ Минэкономразвития России от 11.05.2022 г. № 248 «Об утверждении критериев и порядка отнесения проектов, реализуемых юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями или физическими лицами, к климатическим проектам, формы и порядка представления отчета о реализации климатического проекта»

⁶¹ Методология AMS-I.F.: Renewable electricity generation for captive use and mini-grid. Version 5.0. CDM Methodology

⁶² 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»

⁶³ 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).

сценарием в этом случае будет существующий объект, который будет продолжать поставлять электроэнергию на исторических уровнях до того момента, когда генерирующий объект, вероятно, будет отремонтирован или модернизирован. Электроэнергия, поставляемая за счет добавленной мощности, в противном случае вырабатывалась бы за счет работы подключенных к сети/ автономной электростанций/ углеродоемкой энергосети малого масштаба и добавления новых источников генерации. Предполагается, что с момента капитального ремонта или модернизации базовый сценарий соответствует проектной деятельности и никаких сокращений выбросов не произойдет.

3. Базовый сценарий в случае *капитального ремонта, реконструкции или модернизации/технического перевооружения* существующей электростанции включает модернизацию, восстановление, замену существующего объекта, базовым сценарием является продолжение эксплуатации существующего объекта. В этом случае используются исторические данные о выработке электроэнергии (для определения выработки электроэнергии существующей станции в базовом сценарии) в предположении, что историческая ситуация, наблюдавшаяся до реализации проектной деятельности, сохранится. Если достоверно известно, что на электростанции запланированы мероприятия по капитальному ремонту, реконструкции или модернизации/техническому перевооружению в отсутствие деятельности по проекту, то с этого момента предполагается, что базовый сценарий соответствует проектной деятельности и сокращения выбросов не произойдет.
4. Если проектная деятельность представляет собой *капитальный ремонт существующей солнечной или ветроэлектрической электростанции* и внедрение СНЭБ / ВСНЭ, реализация проекта обеспечит возможность поставки дополнительного объема электроэнергии конечным потребителям с использованием той же существующей генерирующей мощности. Это позволит повысить коэффициент загрузки электростанции в течение года и даст возможность поставлять конечным потребителям больше электроэнергии от СЭС или ВЭС электростанции в рамках проектной деятельности по сравнению с ситуацией до установки СНЭБ / ВСНЭ. В результате проектная деятельность потенциально заместит эквивалентный объем производства электроэнергии в энергосети, или от автономной углеродоемкой электростанции, или углеродоемкой энергосети малого масштаба.

3.2 Оценка выбросов базовой линии

Вариант 1. Для *энергосети малого масштаба*, в которой все генераторы используют исключительно ископаемое топливо, базовый уровень выбросов - это годовой объем электроэнергии, вырабатываемой энергоблоком на возобновляемых источниках энергии, умноженный на коэффициент выбросов для современного энергоблока соответствующей мощности, работающего при оптимальной нагрузке на ископаемом топливе того вида, который наиболее распространен в регионе реализации климатического проекта. Расчет выбросов должен производиться в соответствии с методическими указаниями, изложенными в Приказе Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 27.05.2022 № 371 (учитывается сжигание соответствующего вида топлива).

Вариант 2. Выбросы базовой линии для *других энергосистем* включают только те выбросы CO₂ от производства электроэнергии на электростанциях, которые были замещены в связи с проектной деятельностью. Предполагается, что вся выработка электроэнергии в рамках проекта, превышающая базовые уровни, была бы произведена существующими электростанциями, подключенными к сети, и добавлением новых электростанций, подключенных к сети, или автономной электростанцией, или энергосетью малого масштаба (отличной от описанной в *Варианте 1*).

Выбросы в случае реализации базовой линии представляют собой произведение количества вытесненной электроэнергии на электроэнергию, произведенную возобновляемой генерирующей установкой, и коэффициента выбросов:

$$BE_y = EG_{BL,y} \times EF_{CO_2,y} \quad (3.1)$$

Где:

BE_y Выбросы базовой линии в год y (т CO₂)

$EG_{BL,y}$	Количество полезной выработки электроэнергии, замещенной в результате реализации проектной деятельности в год y (МВт ч)
$EF_{CO_2,y}$	Коэффициент выбросов CO_2 (т CO_2 /МВт ч). Если в базовом сценарии получение электроэнергии потребителями происходит за счет энергосистемы, то рекомендуется использовать подход для определения сетевого коэффициента выбросов приведенный в Приложении 1. В случае прямых поставок электроэнергии потребителю рекомендуется использовать подход для определения коэффициента косвенных энергетических выбросов из Приложения 2. Для базового сценария, предусматривающего получение электроэнергии от автономной электростанции, работающей на ископаемом топливе, коэффициент базовых выбросов должен рассчитываться в соответствии с методическими указаниями из Приказа МПР от 27.05.2022 № 371 (учитывается сжигание соответствующего вида топлива). Для энергосети малого масштаба отличной от описанной в <i>Варианте 1</i> , коэффициент выбросов определяется как средневзвешенные выбросы для текущего состава генерации (см. Приложение 1).

Для проектной деятельности, которая замещает электроэнергию, потребляемую из электрической сети и от автономной электростанции, работающей на ископаемом топливе, коэффициент базовых выбросов должен отражать интенсивность выбросов от энергосети и автономной электростанции в базовом сценарии, т.е. средневзвешенный коэффициент выбросов для замещенной электроэнергии рассчитывается с использованием значений, основанных на исторических данных (за предыдущие три года) о потреблении электроэнергии от автономных электростанций и энергосети⁶⁴. Для новой электростанции («Электростанция с нуля») следует использовать наиболее консервативный (наименьший) коэффициент выбросов для двух источников энергии.

3.2.1 Подход для определения количества полезной выработки электроэнергии, замещенной в результате реализации проектной деятельности

Расчет количества полезной выработки электроэнергии, замещенной в результате реализации проектной деятельности $EG_{BL,y}$ для проектных мероприятий, которые включают капитальный ремонт или модернизацию существующего объекта и/или увеличение мощности на существующем объекте или строительство новых электростанций, отличается.

1. Для новой электростанции («Электростанция с нуля»)

Если проектной деятельностью является установка новой электростанции, то:

$$EG_{BL,y} = EG_{BL,facility,y} \quad (3.2)$$

Where:

$EG_{BL,facility,y}$	Количество полезной выработки электроэнергии, поставляемой проектной станцией/энергоблоком в год y (МВт ч)
----------------------	--

2. Увеличение мощности солнечных, ветроэлектрических, волновых или приливных электростанций

В случае солнечных (со СНЭБ / ВСНЭ или без), ветроэлектрических (со СНЭБ / ВСНЭ или без), волновых или приливо-отливных электростанций/блоков предполагается, что добавление новых мощностей существенно не повлияет на электроэнергию, вырабатываемую существующими электростанциями/блоками. В этом случае электроэнергия, подаваемая дополнительными электростанциями/агрегатами, должна измеряться непосредственно и использоваться для определения $EG_{BL,y}$.

$$EG_{BL,y} = EG_{BL,Add,y} \quad (3.3)$$

⁶⁴ Например, если в базовой линии 80 % годовой потребности в электроэнергии удовлетворялось за счет импорта электроэнергии из сети, а остальная часть - за счет автономной генерации, то средневзвешенный коэффициент выбросов ($EF_{Electricity}$) составит $0,8 EF_{grid} + 0,2 EF_{captive}$.

Where:

$EG_{BL_Add,y}$ Количество полезной выработки электроэнергии, в год у проектной станции/энергоблока, добавленной(ого) в рамках проектной деятельности (МВт ч)

3. Увеличение мощности МГЭС или геотермальных электростанций

В случае МГЭС или геотермальных электростанций/энергоблоков добавление новых электростанций/энергоблоков может существенно повлиять на выработку электроэнергии существующими электростанциями/энергоблоками. Например, новая гидротурбина, установленная на существующей плотине, может повлиять на выработку электроэнергии существующими турбинами. Поэтому для проектов по увеличению мощности МГЭС и геотермальных электростанций используется подход, описанный ниже для проектов по капитальному ремонту, реконструкции или модернизации/техническому перевооружению. $EG_{facility,y}$ соответствует полезной выработке электроэнергии, поставляемой существующими установками/энергоблоками и добавленными установками/энергоблоками, вместе составляющими «проектные установки/энергоблоки». В этом варианте отдельный учет электроэнергии, добавленными установками/агрегатами, не требуется.

4. Капитальный ремонт, реконструкция или модернизация/техническое перевооружение МГЭС, солнечных, ветровых, геотермальных, волновых и приливно-отливных установок

В случае капитального ремонта, реконструкции или модернизации/технического перевооружения МГЭС, солнечных (со СНЭБ / ВСНЭ или без), ветроэлектрических (со СНЭБ / ВСНЭ или без), геотермальных, волновых и приливно-отливных установок, где выработка электроэнергии может значительно варьироваться из года в год из-за естественных колебаний доступности возобновляемых источников (например, изменения количества осадков, скорости ветра или солнечной радиации), использование исторических данных за небольшой временной интервал для определения базового уровня выработки электроэнергии может быть сопряжено со значительной неопределенностью.

Устранение неопределенности выполняется путем корректировки исторической выработки электроэнергии на ее стандартное отклонение. Это гарантирует, что базовая выработка электроэнергии устанавливается консервативным образом и что рассчитанные сокращения выбросов относятся к проектной деятельности. Без корректировки рассчитанные сокращения выбросов могли бы в основном зависеть от естественной изменчивости, наблюдаемой в течение исторического периода, а не от последствий проектной деятельности. Таким образом, базовая выработка электроэнергии $EG_{BL,y}$, соответствующая нетто увеличению производства электроэнергии, в результате проектной деятельности, рассчитывается следующим образом:

$$EG_{BL,y} = \begin{cases} \max(EG_{BL,facility,y} - (EG_{historical} + \sigma_{historical}), 0), & \text{until DATE}_{BaselineOverhaul} \\ 0, & \text{after DATE}_{BaselineOverhaul} \end{cases} \quad (3.4)$$

Where:

$EG_{BL,facility,y}$ Количество полезной выработки электроэнергии, поставляемой проектными электростанциями в год у (МВтч/год)

$EG_{historical}$ Среднегодовая историческая полезная выработка электроэнергии существующей электростанцией на возобновляемых источниках энергии, которая эксплуатировалась на проектной площадке до осуществления проектной деятельности и определена в соответствии с процедурой из п 5. ниже (МВт ч)

$\sigma_{historical}$ Стандартное отклонение среднегодового исторического объема полезной выработки электроэнергии, существующей электростанцией на возобновляемых источниках энергии, которая эксплуатировалась на проектной площадке до осуществления проектной деятельности (МВт ч)

$DATE_{BaselineOverhaul}$ Момент времени, когда существующее оборудование потребует замены в отсутствие проектной деятельности (дата).

Этот параметр не применяется к проектам по реконструкции

5. Определение $EG_{historical}$

Среднее значение исторических уровней полезной выработки электроэнергии, поставляемой существующим объектом, рассчитывается с использованием всех последних доступных данных за максимально возможный период с самого последнего доступного года (или месяца, недели или другого периода времени) до момента, когда объект был построен, модернизирован или капитально отремонтирован способом, который существенно повлиял на выработку электроэнергии (т.е. на 5% или более).

Чтобы определить $EG_{historical}$, разработчик проекта может выбрать один из двух вариантов исторических периодов. Использование более длительного периода времени может привести к меньшему стандартному отклонению, а использование более короткого периода может позволить лучше отразить (технические) обстоятельства, наблюдавшиеся в последние годы.

- а) Три последних календарных года (в случае МГЭС - пять лет), предшествующих осуществлению проектной деятельности; или
- б) Временной интервал с календарного года, следующего за $DATE_{hist}$, вплоть до последнего календарного года, предшествующего реализации проекта, при условии, что этот промежуток времени включает по крайней мере три календарных года (в случае МГЭС пять лет), где $DATE_{hist}$ - временной интервал между:
 - вводом в эксплуатацию установки/агрегата;
 - если применимо: последним увеличением мощности установки/энергоблока; или
 - если применимо: последним капитальным ремонтом или реконструкцией установки/энергоблока.

В случае реконструкции, когда электростанция/энергоблок не эксплуатировались в течение последних трех (в случае МГЭС - пяти) календарных лет до начала восстановления, показатель $EG_{historical}$ равен нулю.

6. Определение $DATE_{BaselineOverhaul}$

Чтобы оценить момент времени, когда существующее оборудование потребуется заменить/дооснастить/отремонтировать в отсутствие проектной деятельности ($DATE_{BaselineOverhaul}$), разработчик проекта может принять во внимание стандартный средний технический срок службы оборудования данного типа⁶⁵, который должен быть определен и задокументирован в ПТД.

Момент времени, когда существующее оборудование потребуется заменить/дооснастить/отремонтировать в отсутствие проектной деятельности, следует выбирать консервативным образом, то есть, если определен диапазон, следует выбрать самую раннюю дату.

4. Сроки 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 3 раза по 5 лет.

⁶⁵ Определяется в соответствующих нормативно-правовых актах РФ или документации (паспортах) для каждого вида технического оборудования

5. Дополнительность

Дополнительность должна быть продемонстрирована с помощью Руководства №001 «Обоснование дополнительной проектной деятельности»⁶⁶ с учетом особенностей, изложенным в настоящем разделе.

Существующие меры и государственные программы, актуальные для данной проектной деятельности, должны быть четко указаны в проектно-технической документации и включены в оценку дополнительной деятельности. Объекты ВИЭ, которые прошли конкурсный отбор и/или получили поддержку по программам договоров о предоставлении мощности (ДПМ) или иные меры и программы государственной поддержки объектов генерации на основе возобновляемых источников энергии не соответствуют условиям дополнительной деятельности в рамках данной проектной деятельности.

В случае строительства новой электростанции («Электростанция с нуля») или капитального ремонта существующей солнечной или ветроэлектрической электростанции со СНЭБ /ВСНЭ для оценки экономической привлекательности проектной деятельности разработчик проекта должен использовать максимально возможный тариф, который он может получить, поставляя электроэнергию, и/или тарифы, установленные в соответствии с законодательством Российской Федерации⁶⁷. Только в исключительных случаях, когда разработчик проекта может обосновать предоставление данных о нагрузке/потреблении и структуре выработки электроэнергии в рамках проектной деятельности, могут применяться другие тарифы.

5.1. Упрощенная процедура демонстрации дополнительной деятельности

Проектная деятельность считается автоматически соответствующей критериям дополнительной деятельности, если:

1. применяются исключительно технологии, перечисленные в данном списке:

- солнечная фотоэнергетика;
- ветроэнергетика;
- гидроэнергетика (только в части МГЭС, соответствующих области применения данной методологии);
- приливная энергетика;
- геотермальная энергетика.

2. На момент подачи ПТД выполняется условие, что доля общей установленной мощности конкретной технологии в общей установленной мощности по производству электроэнергии в РФ, равна или меньше 2%;

Разработчику проекта необходимо предоставить прозрачные и задокументированные доказательства и обоснование, что приведенные условия выполнены и применимы к технологии проектной деятельности. При возникновении сомнений в представленных в ПТД доказательствах, орган по валидации и верификации, имеет право дополнительно запросить, а разработчик проекта обязан предоставить все

⁶⁶ 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».

⁶⁷ Установление цен (тарифов) и (или) предельных уровней производится регулирующими органами в соответствии с целями и принципами государственного регулирования, предусмотренными Федеральным законом от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» и нормативными правовыми актами, в том числе устанавливающими правила функционирования оптового и розничных рынков, например, Постановление Правительства РФ от 29.12.2011 № 1178 (ред. от 31.08.2023) «О ценообразовании в области регулируемых цен (тарифов) в электроэнергетике», Постановление Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии», Приказ Федеральной службы по тарифам от 28 марта 2013 г. № 313-э «Об утверждении Регламента установления цен (тарифов) и (или) их предельных уровней, предусматривающего порядок регистрации, принятия и рассмотрения и выдачи отказов в рассмотрении заявлений об установлении цен (тарифов) и (или) их предельных уровней и формы принятия решения органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации в области государственного регулирования тарифов» и пр.

необходимые доказательства, в том числе расширенное обоснование дополнительной в соответствии с Руководством №1 по обоснованию дополнительной проектной деятельности.

6. Требования к плану мониторинга

100 % данных должны контролироваться, если иное не указано в таблице Приложения 3. В зависимости от вида данных, параметры необходимо постоянно отслеживать или рассчитать всего один раз в течение периода кредитования.

Все измерения должны проводиться с помощью средств измерений, соответствующих нормативным документам по обеспечению единства измерений⁶⁸.

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

Расчет параметров, коэффициентов выбросов, исходных данных должен быть задокументирован в электронном виде и приложен к проектно-технической документации (ПТД). 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 в результате проектной деятельности, приведены в Приложении 3. При необходимости, в течение кредитного периода разработчик проекта может повысить периодичность выпуска плана мониторинга по не регулярно отслеживаемым параметрам.

7. Проектный сценарий

Минимальные требования к определению проектных выбросов, реализуемых и выпускающих углеродные единицы на территории Российской Федерации, определены в Приказе Минэкономразвития России от 11.05.2022 № 248⁶⁰. Предлагаемые в данной методологии подходы согласуются со стандартизированным подходом, применяемым на международном уровне⁶¹.

Для большинства типов проектов по возобновляемой энергетике, кроме указанных ниже случаев, выбросы в случае реализации проектной деятельности $PE_y = 0$.

Поскольку в части МГЭС методология рассматривает только проектную деятельность, осуществляемую в существующем водохранилище без изменения объема водохранилища или строительство новой МГЭС бесплотинного типа и затопления территории, выбросы при реализации проектной деятельности этих типов для МГЭС равны 0.

Выбросы от реализации проекта рассчитываются следующим образом:

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{GP,y} + PE_{BESS_HESS,y} \quad 7.1$$

Где:

PE_y	Выбросы при реализации проектной деятельности в год y (т CO ₂ -экв/год)
$PE_{FF,y}$	Выбросы при реализации проектной деятельности от потребления ископаемого топлива в год y (тCO ₂ /год)
$PE_{GP,y}$	Выбросы при реализации проектной деятельности от геотермальных электростанций в год y (т CO ₂ -экв/год)
$PE_{BESS_HESS,y}$	Выбросы при реализации проектной деятельности от зарядки СНЭБ или электролиза воды на ВСНЭ с использованием электроэнергии из сети или от резервных электрогенераторов на ископаемом топливе (т CO ₂ -экв/год)

7.1. Выбросы от сжигания ископаемого топлива ($PE_{FF,y}$)

Для проектной деятельности, в результате которой также используется ископаемое топливо для производства электроэнергии (установка имеет как возобновляемые, так и невозобновляемые

⁶⁸См. например, Федеральный закон от 26 июня 2008 г. № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» (с изменениями и дополнениями), РД 34.09.101-94. «Типовая инструкция по учету электроэнергии при ее производстве, передаче и распределении» (утв. Минтопэнерго РФ 02.09.1994) (ред. от 22.09.1998, с изм. от 13.11.2010) и т.д.

компоненты системы), выбросы CO_2 от сжигания ископаемого топлива должны учитываться как выбросы проекта ($\text{PE}_{\text{FF},y}$).

Для всей проектной деятельности по производству электроэнергии из возобновляемых источников энергии, выбросами, связанными с использованием ископаемого топлива для аварийного электроснабжения, можно пренебречь.

Если проектной документацией с учетом специфики объекта генерации предусмотрено в дополнение к или вместо применения СНЭБ или ВСНЭ использование резервного электрогенератора, работающего на ископаемом топливе, необходимо учитывать соответствующие выбросы от сжигания ископаемого топлива таким резервным электрогенератором как проектные выбросы ($\text{PE}_{\text{FF},y}$).

Расчет выбросов CO_2 от сжигания ископаемого топлива на месте реализации проекта ($\text{PE}_{\text{FF},y}$) должен производиться в соответствии с методическими указаниями, изложенными в Приказе Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 27.05.2022 № 371.

Разработчик проекта должен учесть проектные выбросы, связанные с зарядкой СНЭБ или электролизом воды на ВСНЭ с помощью резервных генераторов, и рассчитать их, используя подход, изложенный ниже в разделе 7.3.

7.2. Выбросы от геотермальных электростанций ($\text{PE}_{\text{GP},y}$)

Данный раздел применим ко всем типам геотермальных электростанций и опирается на учет выбросов по всей технологической цепочке в соответствии с проектной документацией⁶⁹.

При осуществлении проектов с геотермальными электростанциями разработчики проекта должны принимать во внимание физико-химические характеристики используемого геотермального теплоносителя и учитывать возможные выбросы содержащихся в таком теплоносителе парниковых газов на всех технологических переделах от скважины до турбин согласно технологической схеме, определенной проектной документацией⁶⁹, а также для геотермальных электростанций бинарного цикла⁷⁰ учитывать возможные утечки теплоносителя второго контура, если такой теплоноситель второго контура относится к парниковым газам.

Неконденсирующиеся газы геотермальных теплоносителей состоят в основном из CO_2 и H_2S . Они также содержат небольшое количество углеводородов, среди которых преобладают CH_4 . В проектах с геотермальными электростанциями с сухим газом и на парогидротермах⁷¹ неконденсирующиеся газы поступают вместе с паром в электростанцию. Небольшая часть CO_2 преобразуется в карбонат/бикарбонат в контуре охлаждающей воды. Кроме того, часть неконденсирующихся газов повторно закачивается в геотермальный резервуар.

В качестве консервативного подхода, данная методология допускает (если не проведены соответствующие детальные расчеты исходя из физико-химических характеристик геотермального теплоносителя, подаваемого на турбину пара, применяемых на проектной геотермальной электростанции технологических решений согласно проектной документации⁶⁹), что все неконденсирующиеся газы, поступающие на электростанцию при использовании геотермальных технологий с сухим или влажным паром, сбрасываются в атмосферу. Летучие выбросы CO_2 и CH_4 в результате тестирования и продувки скважин не учитываются, так как они незначительны.

$\text{PE}_{\text{GP},y}$ рассчитывается в соответствии с проектной документацией применительно к особенностям применяемой на проектной геотермальной электростанции технологической схемы производства электроэнергии и физико-химических характеристик используемого геотермального теплоносителя.

⁶⁹ В данном случае применимо следующее определение. Проектная документация - документация, содержащая материалы в текстовой форме и в виде карт (схем) и определяющую архитектурные, функционально-технологические, конструктивные и инженерно-технические решения для обеспечения строительства, реконструкции объектов капитального строительства, их частей, капитального ремонта. Градостроительный кодекс Российской Федерации от 29.12.2004 N 190-ФЗ (ред. от 04.08.2023), ст.48

⁷⁰ В бинарных геотермальных технологиях подземная жидкость закачивается обратно в источник тепла без какого-либо воздействия на атмосферу. В этом случае неконденсирующиеся и другие газы в геотермальной жидкости удерживаются в выходящей геотермальной жидкости и направляются обратно в источник тепла. Однако может иметь место некоторая физическая утечка из труб и скважин замкнутого цикла

⁷¹ В геотермальных технологиях открытого цикла подземная геотермальная жидкость соприкасается с атмосферой в процессе теплообмена. В этом процессе неконденсируемые и другие газы, содержащиеся в геотермальной жидкости, частично выбрасываются в атмосферу

Применительно к геотермальным электростанциям с сухим паром, на парогидротермах и с бинарным циклом расчетные формулы приведены ниже.

1. Выбросы при реализации проектной деятельности от *геотермальных электростанций с сухим паром или на парогидротермах* в результате выброса неконденсирующихся газов рассчитываются по формуле:

$$PE_{dry\ or\ flash\ steam,y} = (w_{steam,CO_2,y} + w_{steam,CH_4,y} \times GWP_{CH_4}) \times M_{steam,y} \quad 7.2$$

Где:

$w_{steam,CO_2,y}$	Средняя массовая доля CO ₂ в произведенном паре в год у (тCO ₂ /т пара)
$w_{steam,CH_4,y}$	Средняя массовая доля CH ₄ в произведенном паре в год у (тCH ₄ /т пара)
GWP_{CH_4}	Потенциал глобального потепления CH ₄ , действительный для соответствующего периода (тCO ₂ -экв/тCH ₄)
$M_{steam,y}$	Количество пара, произведенного в год у (т пара/год)

2. Выбросы при реализации проектной деятельности от *геотермальной электростанции бинарного цикла* вследствие физической утечки неконденсирующихся газов и рабочей жидкости рассчитываются по формуле:

$$PE_{binary,y} = PE_{steam,y} + PE_{working\ fluid,y} \quad 7.3$$

Где:

$PE_{steam,y}$	Выбросы при реализации проектной деятельности от эксплуатации геотермальной электростанции бинарного цикла вследствие физической утечки неконденсирующихся газов в год у (т CO ₂ э/год). Если разница между притоком и оттоком пара на электростанции составляет менее 1%, то разработчики проекта не обязаны учитывать эти выбросы
$PE_{working\ fluid,y}$	Выбросы при реализации проектной деятельности от эксплуатации геотермальной электростанции бинарного цикла вследствие физической утечки рабочей жидкости, содержащейся в теплообменниках, в год у (тCO ₂ -экв/год)

$$PE_{steam,y} = (M_{inflow,y} - M_{outflow,y}) \times (w_{steam,CO_2,y} + w_{steam,CH_4,y} \times GWP_{CH_4}) \quad 7.4$$

Где:

$M_{inflow,y}$	Количество пара, поступающего в геотермальную установку в год у (т пара/год)
$M_{outflow,y}$	Количество пара, выходящего из геотермальной установки в год у (т пара/год)
$w_{steam,CO_2,y}$	Средняя массовая доля CO ₂ в произведенном паре в год у (т CO ₂ /т пара)
$w_{steam,CH_4,y}$	Средняя массовая доля CH ₄ в произведенном паре в год у (т CH ₄ /т пара)
GWP_{CH_4}	Потенциал глобального потепления CH ₄ , действительный для соответствующего периода (тCO ₂ -экв/тCH ₄)

$$PE_{working\ fluid,y} = M_{working\ fluid,y} \times GWP_{working\ fluid} \quad 7.5$$

Где:

$M_{working\ fluid,y}$	Количество прокаченной рабочей жидкости в год у (т рабочей жидкости/год)
$GWP_{working\ fluid}$	Потенциал глобального потепления для рабочей жидкости, используемой в геотермальной электростанции бинарного цикла

7.3. Выбросы от зарядки СНЭБ или электролиза воды ВСНЭ с использованием энергии сети или от резервных электрогенераторов на ископаемом топливе ($PE_{\text{BESS_HESS},y}$)

В нормальных условиях СНЭБ должны заряжаться электроэнергией или ВСНЭ вырабатывать водород методом электролиза воды с использованием электроэнергии соответствующей электростанции на возобновляемых источниках энергии. В исключительных случаях (аварийных) СНЭБ может заряжаться или ВСНЭ вырабатывать водород, используя электроэнергию от электросети или от резервных генераторов, работающих на ископаемом топливе ($EG_{\text{BESS_HESS},y}$).

Если СНЭБ заряжается или получение водорода на ВСНЭ происходит с использованием электроэнергии из энергосети, соответствующий коэффициент для расчета выбросов ($EG_{\text{BESS_HESS},y}$) может быть рассчитан по рекомендациям из Приложения 1.

В случае зарядки СНЭБ или получения водорода на ВСНЭ происходит от электроэнергии резервного генератора, работающего на ископаемом топливе, соответствующие проектные выбросы ($EG_{\text{BESS_HESS},y}$) рассчитываются в соответствии с методическими указаниями, изложенными в Приказе Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 27.05.2022 № 371 с учетом объема сожженного вида топлива.

В соответствии с пунктом 2.2, зарядка СНЭБ или выработка водорода на ВСНЭ от энергосети или резервного электрогенератора на ископаемом топливе не должна составлять более 2% от электроэнергии, произведенной проектной электростанцией на возобновляемых источниках энергии в течение периода мониторинга.

7.4. Сокращение выбросов

Сокращение выбросов рассчитывается следующим образом:

$$ER_y = BE_y - PE_y \quad (7.6)$$

Где:

ER_y	Сокращение выбросов в год y (тCO ₂ -экв/год)
BE_y	Базовые выбросы в год y (тCO ₂ /г)
PE_y	Выбросы при реализации проектной деятельности в год y (тCO ₂ -экв/год)

7.5. Управление рисками

В рамках реализации проектной деятельности 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 минимально следующую информацию:

1. перечень основных этапов реализации климатического проекта;
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 4.

8. Оценка выбросов от утечек проектной деятельности

Согласно Приказу Минэкономразвития России от 11.05.2022 г. N 248⁷² 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 проекта⁷³ существуют, то они должны быть оценены.

Для данного типа проектов от разработчика не требуется рассматривать другие источники выбросов как утечки: т.е. выбросы, потенциально возникающие в результате таких видов деятельности, как строительство электростанций и выбросы от использования ископаемого топлива (например, при добыче, переработке, транспортировке и т.д.), не учитываются.

В тоже время, если разработчик проекта с высокой степенью вероятности предполагает или знает о возможных утечках в следствии проектной деятельности, он должен самостоятельно определить наиболее подходящие методы, которые будут применяться для оценки утечек, задокументировать и обосновать применяемые алгоритмы для органа валидации и верификации, включая подходы, применяемые на международном уровне.

Возможные виды утечек:

1. *Утечка из-за передачи оборудования.* Если проектная деятельность предусматривает замену оборудования, необходимо обосновать и задокументировать отсутствие утечки в следствие возможного повторного использования замененного оборудования в другой деятельности. Утилизация замененного оборудования должна быть документально подтверждена.
2. *Утечка от сжигания ископаемого топлива за границами проекта.* Данный вид утечек может возникнуть в ситуации, когда ископаемое топливо в базовом сценарии вытесняется возобновляемой энергией в рамках проектной деятельности, в том числе происходит недоучет влияния проектной деятельности, в результате чего провоцируется увеличение выработки электроэнергии на других углеродоемких установках за границами проекта.

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

9. Минимизация риска непостоянства

Не применимо к данной проектной деятельности.

10. Методы предотвращения двойного учета, негативных эффектов на окружающую среду и общество

Климатический проект должен демонстрировать соответствие всем требованиям законодательства в той юрисдикции, где он расположен (включая, помимо прочего, рекомендательный список методик). 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 качества жизни из-за ограничения доступа к каким-либо территориям.

Разработчик проекта должен подтвердить, что проект не связан и не является частью значительного преобразования или деградации критически важных естественных местообитаний, в том числе тех, которые

- 1.1. имеют статус ООПТ;
- 1.2. предложены включения в список ООПТ;

⁷² Приложение N 1 к приказу Минэкономразвития России от 11.05.2022 г. № 248, пункт "в"

⁷³ 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)

1.3. признаны авторитетными источниками территориями природоохранной ценностью;

1.4. признаны охраняемыми традиционными местными общинами.

Проектная деятельность также не должна приводить к истощению естественных экосистем, ухудшению экосистемных функций местных биомов и пресноводных экосистем. Разработчику проекта необходимо показать отсутствие воздействия на гидрологическую сеть или иное влияние на гидрологический режим прилегающих территорий. В противном случае, проектная деятельность не считается климатическим проектом и не подлежит углеродному кредитованию.

При подготовке и реализации климатического проекта разработчику проекта рекомендуется учитывать цели устойчивого развития в соответствии с ГОСТ Р ИСО 14080-2021.

Разработчику проекта необходимо задокументировать в ПТД и предоставить для органа по валидации и верификации информацию о существовании риска того, что его проект может привести к негативным последствиям. Для данного типа проектов необходимо также учесть негативное воздействие проекта на окружающую среду от деятельности по демонтажу, переработки и утилизации установленного оборудования после завершения реализации проекта.

Разработчику проекта необходимо избегать двойного учета⁷⁴ между границами проекта, между 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 углеродные единицы, переданные на международном уровне, исключаются из учета количественных целей определенного на национальном уровне вклада Российской Федерации.

С целью недопущения двойного учета результаты проектов, зарегистрированные в национальном реестре, не могут быть повторно зарегистрированы в других реестрах. Органам по валидации и верификации рекомендуется во время процедуры валидации климатического проекта исключить двойной учет одного и того же проекта в Национальном реестре, с учетом поданных заявок от разных юридических лиц, а также в последствии (стадия реализации климатического проекта) отслеживать количество выписанных углеродных единиц с целью недопущения двойной выписки углеродных единиц за одно и то же сокращение (предотвращение) выбросов ПГ.

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

При продлении периода кредитования проект подлежит проверке с элементами валидации и технической оценке органом по валидации и верификации для определения необходимых обновлений исходных условий, 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 не требует 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 Упрощенной процедуры демонстрации дополнительной или Руководства №001,

⁷⁴ Определение дано в сносках раздела 2.2

в случае неприменимости критериев Упрощенной процедуры данной методологии 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. Поэтапная 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. Второй этап применим, если текущая базовая линия не действительна для следующего периода кредитования и требуется обновление базовой линии (см. Приложение 5).

12. Нормативные ссылки

1. AMS-IF.: Renewable electricity generation for captive use and mini-grid. Version 5.0. CDM Methodology
2. 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).
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 (утверждены и введены 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 (утверждены и введены в действие Приказом Росстандарта от 30 сентября 2021 г. № 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 (утверждены и введены 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 (утверждены и введены 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 (утверждена и введена в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1033-ст).
8. 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).
9. Приказ Министерства природных ресурсов России 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).
10. 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.
11. Распоряжение 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».

12. ACM0002: Grid-connected electricity generation from renewable sources. Version 21.0. CDM Methodology
13. AMS-I.A. Electricity generation by the user. Version 19.0. CDM Methodology
14. AMS-I.D. Grid connected renewable electricity generation. Version 18.0. CDM Methodology
15. TOOL01 Methodological tool. Tool for the demonstration and assessment of additionality. Version 07.0.0. CDM Methodology
16. TOOL03 Methodological tool. Tool to calculate project or leakage CO2 emissions from fossil fuel combustion. Version 03.0. CDM Methodology
17. TOOL05 Methodological tool. Baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption and monitoring of electricity generation. Version 03.0. CDM Methodology
18. TOOL07 Methodological tool. Tool to calculate the emission factor for an electricity system. Version 07.0. CDM Methodology.
19. 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
20. TOOL16: Project emissions from cultivation of biomass. Version 5.0. CDM Methodology
21. TOOL33: Default values for common parameters. Version 2.0. CDM Methodology
22. FCCC/KP/CMP/2005/8/Add.1 Annex II Simplified modalities and procedures for small-scale clean development mechanism project activities, 30.03.2006
23. Руководство № 001. Обоснование дополнительности проектной деятельности
24. Федеральный закон от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (с изменениями и дополнениями).
25. ГОСТ Р МЭК 62485-5-2021 Батареи аккумуляторные и батарейные установки. Требования безопасности. Часть 5. Безопасность стационарных литий-ионных батарей.
26. ГОСТ Р 54531-2011 Нетрадиционные технологии. Возобновляемые и альтернативные источники энергии. Термины и определения.
27. ГОСТ Р 58092.5.1-2018 (IEC 62933-5-12017) Системы накопления электрической энергии (СНЭЭ). Безопасность систем, работающих в составе сети. Общие требования.
28. ГОСТ Р 56909-2016 Нетрадиционные технологии. Геотермальная энергетика. Термины и определения.
29. ГОСТ Р 58092.3.3- 2023 Системы накопления электрической энергии. Проектирование и оценка рабочих параметров
30. ГОСТ Р 70787-2023 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Возобновляемые источники энергии. Технические требования к фотоэлектрическим солнечным станциям.
31. ГОСТ Р 58092.3.2-2023 Системы накопления электрической энергии. Проектирование и оценка рабочих параметров. Применения с преимущественным использованием мощности и интеграция с возобновляемыми источниками энергии
32. ГОСТ 21027-2021. Межгосударственный стандарт. Системы электроэнергетические. Термины и определения.
33. ГОСТ Р 55005-2012 Возобновляемая энергетика. Геотермальные электростанции. Сооружения. Требования безопасности. Основные положения.
34. ГОСТ Р 70214-2022. Гидротехника. Основные понятия. Термины и определения.
35. ГОСТ 19431-84. Энергетика и электрификация. Термины и определения.
36. ГОСТ 24291-90 Межгосударственный стандарт. Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения.
37. 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.
38. Налоговый кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 05.08.2000 № 117-ФЗ (ред. от 18.03.2023) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.04.2023 г.)
39. Приказ Министерства энергетики РФ от 25 октября 2017 г. № 1013 «Об утверждении требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики» (с изменениями и дополнениями)

Приложение 1. Рекомендуемый подход для определения сетевого коэффициента выбросов (коэффициент выбросов от системы электроснабжения)

1. В настоящее время в Российской Федерации отсутствуют официально утвержденные сетевые коэффициенты выбросов парниковых газов (ПГ). Разработанное для методологий климатических проектов данное приложение дает рекомендуемый подход для определения сетевого коэффициента выбросов и является одним из вариантов возможного решения данной проблемы. Разработчик проекта в праве самостоятельно определить иной наиболее актуальный подход и источники информации, если они для него доступны.

2. Ассоциация «НП Совет рынка» и АО «АТС» разработали концепцию расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации⁷⁵. По результатам экспертной оценки независимыми международными аудиторами выдано свидетельство о заверении и получено заключение о валидации⁷⁶.

В настоящее время на сайте АО «АТС» размещается информация о коэффициенте выбросов парниковых газов энергосистемы России⁷⁷. В отсутствие возможности самостоятельного расчета сетевого коэффициента выбросов, разработчик проекта может ориентироваться на информацию данного ресурса.

3. 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 №330⁷⁸ от 29.06.2017 г.) и принципы учета косвенных энергетических выбросов, заложенные в ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021⁷⁹.

Для определения сетевого коэффициента используется региональный метод количественного определения косвенных энергетических выбросов, который отражает среднюю интенсивность выбросов парниковых газов на объектах, генерирующих электрическую энергию (в границах проектной деятельности) (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 местоположения⁸⁰ путем применения коэффициента выбросов, который наилучшим образом характеризует соответствующую энергосистему, т.е. выделенную линию передачи, местный, региональный или национальный коэффициент выбросов в среднем по энергосистеме. Усредненные по энергосистеме коэффициенты выбросов должны относиться к выбросам отчетного года, при наличии, или в противном случае самого последнего доступного года. Усредненные по сети коэффициенты

⁷⁵ Концепция расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации URL: https://www.np-sr.ru/sites/default/files/koncepciya_kev.pdf

⁷⁶ В рамках процедуры валидации проведена детальная проверка Концепции на ее соответствие требованиям основных международных стандартов в области учета и отчетности о выбросах парниковых газов (TÜV 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_koncepcii.pdf

⁷⁷ <https://www.atsenergo.ru/results/co2map>

⁷⁸ 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»

⁷⁹ 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)

⁸⁰ Подход на основе местоположения — это метод количественного определения косвенных выбросов от электроэнергии на основе средних коэффициентов выбросов от производства энергии для определенного географического местоположения, включая местные, региональные или национальные границы.

выбросов для импортированной электроэнергии должны быть основаны на усредненной структуре потребления из энергосистемы, откуда потребляется электроэнергия.

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

В случае поступления в сеть энергии от объектов когенерации, необходимо использовать подходы разделения различных форм энергии⁸¹.

4. По расчетам IEA (Международное энергетическое агентство), коэффициент выбросов энергосистемы в России составляет 350 г/кВт·ч⁸². Коэффициент отражает среднюю углеродоемкость генерации электроэнергии и тепла для Российской Федерации. Использование данного ресурса разработчиком проекта является наименее предпочтительным из всех вариантов.

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

⁸¹ 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 сентября 2016 г. №952

⁸² <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/emissions-factors-2023#emissions-factors>

Приложение 2. 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 г. №330⁸³).
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 энергии⁸⁴. 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 реестр⁸⁵, 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 г. №330.
3. Если поставщиком электроэнергии по договорам купли-продажи, договорам розничных рынков или сертификатам является организация, имеющая несколько генерирующих объектов⁸⁶, 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 1).
5. На территории Российской Федерации функционируют генерирующие объекты, не имеющие электрической связи с ЕЭС России (Технологически изолированная территориальная электроэнергетическая система - ТИТЭС⁸⁷). На таких территориях определение косвенных энергетических выбросов должно осуществляться исходя из индивидуальных коэффициентов выбросов

⁸³ Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 29.06.2017 г. № 330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов»

⁸⁴ Федеральный закон от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (с изменениями и дополнениями)

⁸⁵ Постановление Правительства РФ от 17.02.2014 г. № 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)

⁸⁶ Например, ГЭС и тепловые электростанции

⁸⁷ 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.).

всех генерирующих объектов, включенных в изолированную энергосистему (см. Приказ Минприроды России от 29.06.2017 г. №330).

6. 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 14064-1-2021⁸⁸ (Приложение Е).

7. 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.

⁸⁸ 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)

Приложение 3. Данные и параметры мониторинга

Общие параметры, подлежащие мониторингу в результате деятельности по реализации климатического проекта.

Таблица А3.1. Данные и параметры мониторинга

№	Данные / Параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
1	EF _{CO2,y}	т CO ₂ /МВт ч	Коэффициент выбросов CO ₂ от сети/ энергосети малого масштаба / энергетических выбросов в случае прямых поставок электроэнергии в году	Значения, предоставляемые поставщиком топлива в счетах-фактурах, являются предпочтительным источником.	В соответствии с указаниями в разделе 3 и Приложениях 1 и 2	Ежемесячно или в соответствии с графиком закупки электроэнергии	-	См. методические указания, изложенные в Приказе Минприроды России от 29.06.2017 г. №330
2	-	т CO ₂ /МДж	Коэффициент выбросов CO ₂ для ископаемого топлива типа i	Значения, предоставляемые поставщиком топлива в счетах-фактурах, являются предпочтительным источником. В отсутствие таких данных необходимо использовать измерения, проведенные разработчиком проекта	Измерения следует проводить в соответствии с национальными или международными топливными стандартами	Ежемесячно или в соответствии с графиком закупки топлива	-	См. методические указания, изложенные в Приказе Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 27.05.2022 № 371
3	-	МДж на единицу объема или единицу массы	Низшая теплотворная способность ископаемого топлива типа i	Значения, предоставляемые поставщиком топлива в счетах-фактурах, являются предпочтительным источником. В отсутствие таких данных необходимо использовать измерения, проведенные разработчиком проекта	Измерения следует проводить в соответствии с национальными или международными топливными стандартами	Ежемесячно или в соответствии с графиком закупки топлива	Проверить, находятся ли значения в пределах диапазона неопределенности значений по умолчанию МГЭИК, как указано в таблице 1.2, том. 2 Руководящих принципов МГЭИК 2006 г.	См. методические указания, изложенные в Приказе Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 27.05.2022 № 371
4	-	Единица массы или объема/г	Количество ископаемого топлива, потребленного в году	Значения, предоставляемые поставщиком топлива в счетах-фактурах, являются предпочтительным источником. В отсутствие таких данных необходимо использовать измерения, проведенные разработчиком проекта	Измерения следует проводить в соответствии с национальными или международными топливными стандартами	Ежемесячно или в соответствии с графиком закупки топлива	Проверять соответствие контролируемых параметров на соответствие предыдущим записям интервалов контроля. Согласованность измеренных объемов потребления топлива должна быть перепроверена с помощью годового энергетического баланса, который основан на закупленных количествах и изменениях запасов.	-

№	Данные / Параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
5	EG _{BL,y}	МВт ч/год	Количество электроэнергии (нетто), замещенное в год у	Счетчик(и) электроэнергии	Измерения следует проводить в соответствии с национальными или международными топливными стандартами Рекомендуется контролировать измерения параметра с помощью двунаправленного счетчика энергии. Используйте счетчики электроэнергии, установленные на границе с электросетью, для разделения экспорта электроэнергии в сеть и для поставки автономным потребителям электроэнергии. Счетчики устанавливаются на «входе» у потребителя электроэнергии	Непрерывный мониторинг, измерения каждый час, минимум ежемесячные записи	-	-
6	EG _{BL,facility,y}	МВт ч	Количество полезной выработки электроэнергии, поставляемой проектной станцией/энергоблоком в сеть в год у	Счетчик(и) электроэнергии	Измерения следует проводить в соответствии с национальными или международными топливными стандартами Рекомендуется контролировать измерения параметра с помощью двунаправленного счетчика энергии, или рассчитывать его как разницу между: 1. количеством электроэнергии, поставляемой проектной станцией/установкой в сеть; и 2. количеством электроэнергии, получаемой проектной станцией/установкой из сети. В случае, если параметр рассчитан, то должны быть выполнены следующие измерения: 1. количество электроэнергии, поставляемой проектной станцией/установкой в сеть; и 2. количество электроэнергии, поставляемой на проектную станцию/установку из сети	Непрерывный мониторинг, измерения каждый час, минимум ежемесячные записи	-	-
7	EG _{BL,add,y}	МВт ч	Количество полезной выработки электроэнергии, поставленной в сеть в год у проектной станцией/энергоблоком, добавленным в рамках проектной деятельности	Счетчик(и) электроэнергии	Измерения следует проводить в соответствии с национальными или международными топливными стандартами Если применимо, результаты измерений должны быть сверены с документами о проданной/купленной электроэнергии. Рекомендуется контролировать измерения параметра с помощью двунаправленного счетчика энергии, или рассчитывать его как разницу между: 1. количеством электроэнергии, поставляемой проектной	Непрерывный мониторинг, измерения каждый час, минимум ежемесячные записи	-	Применяется для ветровых, солнечных, волновых, приливных станций / энергоблоков

№	Данные / Параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
					станцией/установкой в сеть; и 2. количеством электроэнергии, получаемой проектной станцией/установкой из сети. В случае, если параметр рассчитан, то должны быть выполнены следующие измерения: 1. количество электроэнергии, поставляемой проектной станцией/установкой в сеть; и 2. количество электроэнергии, поставляемой на проектную станцию/установку из сети			
8	$\sigma_{\text{historical}}$	МВт ч	Стандартное отклонение среднегодового исторического объема полезной выработки электроэнергии, поставляемой в сеть существующей электростанцией на возобновляемых источниках энергии, которая эксплуатировалась на проектной площадке до осуществления проектной деятельности	Рассчитывается на основе данных о среднегодовой исторической полезной выработке электроэнергии существующей электростанцией на возобновляемых источниках энергии, которая эксплуатировалась на проектной площадке до осуществления проектной деятельности	Расчётный параметр на основе данных $EG_{\text{historical}}$. Параметр рассчитывается как стандартное отклонение (для проектной деятельности по капитальному ремонту, реконструкции или модернизации/техническому перевооружению).	-	-	-
9	$w_{\text{steam,CO}_2,y}$	т CO ₂ /т пара	Средняя массовая доля углекислого газа в произведенном паре в год у	Измерения на месте реализации проектной деятельности	Отбор проб неконденсирующихся газов должен проводиться в эксплуатационных скважинах и/или на границе парового поля и электростанции с использованием стандартной практики ASTM E1675 или национальных стандартов. Процедура отбора и анализа проб CO ₂ и CH ₄ заключается в отборе проб неконденсирующихся газов из главного паропровода с помощью стеклянных колб, заполненных раствором гидроксида натрия и дополнительными химическими веществами для предотвращения окисления. H ₂ S и CO ₂ растворяются в растворителе, а остаточные соединения остаются в газообразной фазе. Затем газовая часть анализируется с помощью газовой хроматографии для определения содержания остатков, включая CH ₄ . Все концентрации алканов представлены в пересчете на метан	Не реже одного раза в три месяца или чаще, если необходимо	-	Применимо к проектам по геотермальной энергетике

№	Данные / Параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Комментарий
10	$w_{\text{steam,CH}_4,y}$	т CH ₄ /т пара	Средняя массовая доля метана в произведенном паре в год у	Измерения на месте реализации проектной деятельности	В соответствии с процедурами, описанными для $w_{\text{steam,CO}_2,y}$	В соответствии с процедурами, описанными для $w_{\text{steam,CO}_2,y}$	-	Применимо к проектам по геотермальной энергетике
11	$M_{\text{steam},y}$	т пара/год	Количество пара, произведенного в год у	Измерения на месте реализации проектной деятельности	Количество пара, выходящего из геотермальных скважин, должно быть измерено с помощью расходомера Вентури (или другого оборудования, по крайней мере, с такой же точностью). Для определения свойств пара необходимо измерение температуры и давления перед расходомером Вентури. Расчет количества пара должен проводиться на постоянной основе и основываться на национальных или международных стандартах. Результаты измерений должны быть прозрачно обобщены в регулярных производственных отчетах	Ежедневно		Применимо к проектам по геотермальной энергетике
12	$M_{\text{inflow},y}$	т пара/год	Количество пара, поступающего в геотермальную установку в год у	Измерения на месте реализации проектной деятельности	В соответствии с процедурами, описанными для $M_{\text{steam},y}$	Непрерывно	Расходомер должен быть откалиброван в соответствии с национальными, международными инструкциями или инструкциями производителя. Записанные данные должны ежедневно сохраняться в базе данных с резервным копированием	
13	$M_{\text{outflow},y}$	т пара/год	Количество пара, выходящего из геотермальной установки в год у	Измерения на месте реализации проектной деятельности	В соответствии с процедурами, описанными для $M_{\text{steam},y}$	Непрерывно	В соответствии с процедурами, описанными для $M_{\text{inflow},y}$	
14	$M_{\text{working fluid},y}$	т рабочей жидкости/год	Количество рабочей жидкости, вытекшей в год у	Измерения на месте реализации проектной деятельности	Измеряется по журналам регистрации и отчетам о техническом обслуживании установки	Ежегодно	Измеряется по количеству рабочего потока жидкости в бинарную систему геотермальной установки. Перекрестная проверка со счетами-фактурами	

Приложение 4. Управление рисками

Таблица А4.1. 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 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, 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.

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.