

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

Методология реализации климатического проекта № 0008

**Генерация возобновляемой электроэнергии для прямых поставок
потребителю и/или в энергосеть малого масштаба**

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

Версия 1.0

05 мая 2023 г.

Содержание

1. Термины и определения	2
2. Применимость методологии, границы проекта	5
2.1. Область применения	6
2.2. Применимость методологии	6
2.3. Границы проекта	7
3. Определение базовой линии	7
4. Сроки проекта	9
5. Дополнительность	10
6. Требования к плану мониторинга	10
7. Проектный сценарий	10
8. Оценка выбросов от утечек проектной деятельности, включая утечки рынка, смены видов деятельности и экологические утечки. Методы предотвращения утечек	12
9. Минимизация риска непостоянства	12
10. Методы предотвращения двойного учета, негативных эффектов на окружающую среду и общество	12
11. Рекомендации в отношении изменения и/или сохранения базовой линии в случае продления периода кредитования и проектной деятельности	13
12. Нормативные ссылки	13
Приложение 1. Рекомендуемый подход для определения сетевого коэффициента выбросов (коэффициент выбросов от системы электроснабжения)	16
Приложение 2. Рекомендуемый подход для определения коэффициента косвенных энергетических выбросов в случае прямых поставок электроэнергии	18
Приложение 3. Рекомендуемый подход для определения количества чистой электроэнергии, замещенной в результате реализации проектной деятельности	20
Приложение 4. Данные и параметры мониторинга	23
Приложение 5. Управление рисками	26
Приложение 6. Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии при продлении периода кредитования	27

1. Термины и определения

В данной методологии применяются следующие термины и определения¹:

Геотермальная электростанция; ГеоТЭС (англ. Geothermal power plant) - электростанция, предназначенная для преобразования глубинного тепла Земли в электрическую энергию².

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

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 подпора³.

Гидроэлектростанция (англ. Hydroelectric power plant) - электростанция, преобразующая механическую энергию воды в электрическую энергию.⁴

Приливная электростанция, ПЭС (англ. Tidal power station) - гидроэлектрическая станция, использующая энергию морских приливов³.

Система водохранилищ (англ. A reservoir system) - группа водохранилищ, расположенных на одном или нескольких водотоках и функционально взаимосвязанных друг с другом³.

Интегрированный гидроэнергетический проект (англ. Integrated hydro power project) - объединение нескольких гидроэлектростанций/агрегатов с одним или несколькими водохранилищами, предназначенными для совместной работы.

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

Электростанция, ЭС (англ. Power plant) - энергоустановка, предназначенная для производства электрической энергии, содержащая строительную часть, оборудование для преобразования энергии и необходимое вспомогательное оборудование по ГОСТ 19431-84⁵.

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;

Установленная мощность, номинальная мощность (англ. Installed power, rated power) - мощность, с которой электроустановка, оборудование может работать длительное время при номинальных параметрах и/или нормальных условиях⁶. Выражается в ваттах или одном из ее кратных значений, на которую энергоблок рассчитан для работы при номинальных условиях. Структура установленной мощности электростанций представляет собой доленое распределение суммарной установленной мощности электростанций по их типам или по типам агрегатов⁴.

Увеличение электрической мощности (англ. Capacity addition) - добавление 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; или 3. строительство нового водохранилища совместно с добавлением новых электростанций/агрегатов в случае интегрированных гидроэнергетических проектов. Существующие электростанции/блоки в случае увеличения мощности продолжают работать после реализации проектной деятельности.

Техническое перевооружение (англ. Technical re-equipment)⁷ - комплекс мероприятий по повышению технико-экономических показателей основных средств или их отдельных частей

³ ГОСТ Р 70214-2022. Гидротехника. Основные понятия. Термины и определения.

⁴ ГОСТ 19431-84. Энергетика и электрификация. Термины и определения.

⁵ ГОСТ 24291-90 Межгосударственный стандарт. Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения.

⁶ 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.

⁷ 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

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

на основе внедрения передовой техники и технологии, механизации и автоматизации производства, модернизации и замены морально устаревшего и физически изношенного оборудования новым, более производительным⁸.

Модернизация (достройка, дооборудование, замена⁹, англ. Modernization) - работы, вызванные изменением технологического или служебного назначения оборудования, здания, сооружения или иного объекта амортизируемых основных средств, повышенными нагрузками и (или) другими новыми качествами⁸, 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.

Реконструкция (англ. Reconstruction) - 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 продукции⁸. 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 явлений¹⁰, не соответствующие требованиям санитарных норм и экологии.

Капитальный ремонт (англ. Overhaul)¹¹ - 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

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.

⁸ 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.)

⁹ 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.

¹⁰ Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (AMS-I.F., ACM0002) 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

¹¹ 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.

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 проектным¹².

Энергосеть малого масштаба (англ. mini-grid) - это энергосистема малого масштаба общей мощностью не более 15 МВт (т.е. сумма установленных мощностей всех генераторов, подключенных к такой сети, равна или менее 15 МВт¹³), которая не подключена к Единой энергетической системе России (т.е. является изолированной энергосистемой¹⁴).

Потери в сетях (англ. TDL) — средний уровень потерь электрической и тепловой энергии при передаче и распределении, а также потери горячей, питьевой, технической воды при производстве и транспортировке.

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.

2. Применимость методологии, границы проекта

Ниже в таблице приводятся ключевые элементы методологии:

Таблица 1. Ключевые элементы методологии

Типовые проекты	Проектная деятельность, в рамках которой используются установки по производству энергии из возобновляемых источников, такие как фотоэлектрические, гидроэнергетические, приливно-волновые, ветровые, геотермальные для поставки электроэнергии конечным потребителям
Вид действий по сокращению выбросов ПГ	Возобновляемая энергетика: Замещение электроэнергии с более высоким уровнем выбросов парниковых газов, доводимой до конечных потребителей

Данная методология нейтральна по отношению к программам по парниковым газам (ПГ). Если применяется программа по ПГ, то требования этой программы дополняют требования

¹² 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)

¹³ Ограничение в 15 МВт сохранено методологии для проектов данного типа с целью сопоставимости реализуемой в РФ проектной деятельности с проектной деятельностью в рамках МЧР. Деятельность, реализуемая по методологии-референс (AMS-I.F.) входит в блок мелкокомасштабных проектов в области возобновляемых источников энергии с максимальной выходной мощностью, эквивалентной 15 МВт (или соответствующему эквиваленту) (решение 17/CP.7, пункт 6(с)(i)). В данном контексте: «Выходная мощность» — это установленная/номинальная мощность, указанная производителем оборудования или установки, независимо от фактического коэффициента загрузки установки. Установленная/номинальная мощность энергоблоков, вырабатывающих электроэнергию их 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 применяют соответствующий коэффициент преобразования (FCCC/КР/СМР/2005/8/Add.1).

¹⁴ Изолированная энергосистема - энергосистема, не имеющая электрических связей для параллельной работы с другими энергосистемами. (ГОСТ 21027-2021. Межгосударственный стандарт. Системы электроэнергетические. Термины и определения)

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 возобновляемой энергии, такие как фотоэлектрические, гидро-, приливно-волновые, ветровые, геотермальные, которые поставляют электроэнергию конечным пользователям. Проектная деятельность приводит к вытеснению 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 пользователи получали бы электроэнергию из одного или нескольких источников, перечисленных ниже:

1. национальная или региональная сеть (далее - сеть);
2. автономная электростанция, работающая на ископаемом топливе¹⁵;
3. углеродоемкая энергосеть малого масштаба¹⁶.

2.2. Применимость методологии

Данная методология применима для проектной деятельности, 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 мощности¹⁷, 3. Капитальный ремонт¹⁸ существующей электростанции(й); или 4. модернизацию/техническое перевооружение¹⁹ существующей электростанции(й).

Типы проектов для которых применима методология указаны в Таблице 2.

Таблица 2. Применимость методологии в зависимости от типа проекта

	Тип проекта	Применимость
1	Проект замещает потребление электроэнергии в сети (например, импорт из сети) и/или выработку электроэнергии на ископаемом топливе на стороне потребителя (избыток электроэнергии может поставляться в сеть)	√
2	Проект поставляет электроэнергию в энергосеть малого масштаба ²⁰ , где в базовом варианте все генераторы используют исключительно мазут и/или дизельное топливо	√

В случае проектной деятельности, которая предполагает увеличение мощности установок по производству возобновляемой энергии на существующем объекте по производству возобновляемой энергии, мощность установок, добавленных в рамках проекта, должна быть ниже 15 МВт и быть физически отдельной²¹ от существующих установок.

В случае капитального ремонта или модернизации/технического перевооружения общая мощность модернизированного, отремонтированного или замененного блока не должна превышать предел в 15 МВт²².

¹⁵ В этом случае потребители автономной электроэнергии также должны быть подключены к сети

¹⁶ В т.ч. технологически изолированная территориальная электроэнергетическая система (ТИТЭС) (см. ГОСТ Р 57114-2016).

¹⁷ См. **Увеличение электрической мощности** в разделе 1.

¹⁸ См. **Капитальный ремонт** в разделе 1.

¹⁹ См. **Модернизация / Техническое перевооружение** в разделе 1.

²⁰ Сумма установленных мощностей всех генераторов, подключенных к энергосети малого масштаба, равна или меньше 15 МВт

²¹ 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.

²² Для соответствия требованиям маломасштабного проекта

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

Если добавляемая установка имеет как возобновляемые, так и невозобновляемые компоненты (например, ветро-дизельная установка), то ограничение в 15 МВт применяется только в части возобновляемого компонента.

Системы комбинированного производства тепла и электроэнергии (когенерация), а также установки по производству возобновляемой энергии из биомассы²³ не рассматриваются в данном типе проектов.

Для гидроэлектростанций с водохранилищами методология применима, если они удовлетворяют хотя бы одному из следующих условий:

1. проектная деятельность осуществляется в существующем водохранилище без изменения объема водохранилища;
2. проектная деятельность осуществляется в существующем водохранилище, где объем водохранилища увеличивается, а удельная мощность проектной деятельности, согласно определениям, приведенным в разделе выбросов проекта, превышает 4 Вт/м²;
3. в результате реализации проекта создаются новые водохранилища, а удельная мощность электростанции, согласно определениям, приведенным в разделе выбросов проекта, превышает 4 Вт/м².

Если электроэнергия и/или пар/тепло, произведенные в результате деятельности по проекту, поставляются третьей стороне, т.е. другому объекту или объектам в границах проекта, необходимо будет заключить договор между поставщиком и потребителем(ями) энергии, который гарантирует отсутствие двойного учета сокращений выбросов.

В случае изменения приводимых актов национального законодательства данная методология подлежит пересмотру с целью учета соответствующих изменений²⁴.

2.3. Границы проекта

Пространственные границы проекта включают промышленные и коммерческие объекты, потребляющие энергию, вырабатываемую проектной системой. 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.

3. Определение базовой линии

Базовая линия устанавливается консервативным способом ниже прогнозных показателей выбросов модели «Бизнес в обычном режиме»²⁵ (в том числе, с учетом всех существующих политик).

Разработчик проекта должен применить один из приведенных ниже подходов к определению базовой линии с обоснованием целесообразности выбора:

- 1) наилучшие доступные технологии, которые представляют собой экономически обоснованный и экологически безопасный порядок действий;
- 2) амбициозный/эталонный сравнительный подход, при котором базовая линия устанавливается как минимум на среднем уровне выбросов 20 % наиболее эффективных сопоставимых видов деятельности, обеспечивающих аналогичные результаты и услуги в

²³ 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.

²⁴ Разработчику проекта необходимо иметь в виду, что приведенные в тексте нормативные документы могут быть изменены или отменены

²⁵ «Бизнес в обычном режиме» (англ. «Business as usual») - установленный принцип, когда не предпринимается никаких действий по сокращению антропогенных выбросов парниковых газов

определенной сфере в аналогичных социальных, экономических, экологических и технологических условиях;

3) подход, основанный на текущих (фактических) или исторических выбросах, скорректированных в сторону уменьшения.

Консервативные базовые линии должны быть установлены на максимально возможном уровне агрегирования.

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. № 248²⁶. Предлагаемые в данной методологии подходы согласуются со стандартизированным подходом, применяемым на международном уровне²⁷.

Базовый сценарий для *новой электростанции* («Электростанция с нуля») заключается в том, что электроэнергия, поставляемая в сеть в результате проектной деятельности, в противном случае вырабатывалась бы за счет работы подключенных к сети электростанций, автономной электростанции, работающей на ископаемом топливе или углеродоемкой энергосети малого масштаба.

Базовый сценарий в случае *капитального ремонта, реконструкции или модернизации/технического перевооружения* 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.

Базовый сценарий в случае *увеличения мощности* представляет собой добавление мощности к существующей электростанции (энергоблоку) на возобновляемых источниках энергии, подключенной к сети, автономной электростанции, энергосети малого масштаба. Базовым 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 и добавления новых источников генерации. Предполагается, что с момента капитального ремонта или модернизации базовый сценарий соответствует проектной деятельности и никаких сокращений выбросов не произойдет.

Выбросы в случае реализации базовой линии

Вариант 1. Для системы *энергосети малого масштаба*, в которой все генераторы используют исключительно мазут и/или дизельное топливо, базовый уровень выбросов - это годовой объем электроэнергии, вырабатываемой энергоблоком на возобновляемых источниках энергии, умноженный на коэффициент выбросов для современного дизельного энергоблока соответствующей мощности, работающего при оптимальной нагрузке²⁸;

²⁶ 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»

²⁷ Методология AMS-I.F.: Renewable electricity generation for captive use and mini-grid. Version 5.0. CDM Methodology

²⁸ Расчет выбросов должен производиться в соответствии с методическими указаниями, изложенными в Приказе Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 27.05.2022 № 371

Вариант 2. Выбросы в случае реализации 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 по проекту, превышающая базовые уровни, была бы произведена существующими электростанциями, подключенными к сети, и добавлением новых электростанций, подключенных к сети, автономной электростанции, энергосети малого масштаба (отличной от описанной в *Варианте 1*).

Выбросы в случае реализации базовой линии представляют собой производство 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 в случае реализации базовой линии в год y (т CO ₂)
$EG_{BL,y}$	Количество чистой электроэнергии, замещенной в результате реализации деятельности по проекту в год y (МВт ч)
$EF_{CO_2,y}$	Коэффициент выбросов (т CO ₂ /МВт ч). Рекомендуемый подход для определения сетевого коэффициента выбросов приведен в Приложении 1. Рекомендуемый подход для определения коэффициента косвенных энергетических выбросов в случае прямых поставок электроэнергии приведен в Приложении 2. 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 сети 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 сети²⁹. Для новой электростанции («Электростанции с нуля») следует использовать наиболее консервативный (наименьший) коэффициент выбросов для двух источников энергии.

Подход к оценке EG для проектных мероприятий, которые включают капитальный ремонт или модернизацию существующего объекта и/или увеличение мощности на существующем объекте или строительство новых электростанций, описан в Приложении 3.

4. Сроки проекта

Для проектов по сокращению выбросов период кредитования составляет максимум 5 лет с возможностью продления максимум два раза по 5 лет или максимум 10 лет без возможности продления в соответствии с видом деятельности.

Для валидации проекта в орган по валидации и верификации могут быть представлены проекты, реализация которых началась не ранее чем за 2 года до подачи документов на валидацию.

Период кредитования начинается не ранее регистрации проекта в Реестре углеродных единиц.

²⁹ 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 $0,8 EF_{grid} + 0,2 EF_{captive}$.

5. Дополнительность

Дополнительность должна быть продемонстрирована с помощью Инструмента №1 «Демонстрация дополнительности проектной деятельности»³⁰.

В случае интегрированного гидроэнергетического проекта в инвестиционном анализе необходимо учитывать:

1. инвестиции, связанные с проектной деятельностью, т.е. строительство нового водохранилища и новых электростанций/энергоблоков; и
2. доход от чистой выработки электроэнергии.

В случае строительства новой электростанции («Электростанция с нуля») или капитального ремонта существующей электростанции для оценки экономической привлекательности проектной деятельности разработчик проекта должен использовать максимально возможный тариф, который он может получить, подавая электроэнергию. 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.

6. Требования к плану мониторинга

100 % данных должны контролироваться, если иное не указано в таблице Приложения 4. В зависимости от вида данных, параметры необходимо постоянно отслеживать или рассчитать всего один раз в течение периода кредитования.

Все измерения должны проводиться с помощью откалиброванного измерительного оборудования в соответствии с отраслевыми стандартами.

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 4.

Параметры, относящиеся к гидро- и геотермальным станциям/установкам, которые должны контролироваться в результате данной проектной деятельности описаны в методологии «Производство подключенной к энергосети электроэнергии из возобновляемых источников (крупномасштабные проекты)» (Методология реализации климатического проекта № 0007).

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 № 248²⁶. Предлагаемые в данной методологии

³⁰ 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».

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

подходы согласуются со стандартизированным подходом, применяемым на международном уровне²⁷.

Расчет выбросов CO₂ от сжигания ископаемого топлива на месте реализации проекта должен производиться в соответствии с методическими указаниями, изложенными в Приказе Министерства природных ресурсов Российской Федерации от 27.05.2022 № 371.

Для всех типов проектов по возобновляемой энергетике, кроме гидро- и геотермальных электростанций, выбросы в случае реализации проектной деятельности $PE_y = 0$.

Подход к расчету проектных выбросов для:

- геотермальных электростанций (например, от неконденсирующихся газов, потребления электроэнергии/ископаемого топлива);
- водохранилищ гидроэлектростанций,

описан в методологии «Производство подключенной к энергосети электроэнергии из возобновляемых источников (крупномасштабные проекты)» (Методология реализации климатического проекта № 0007).

Капитальный ремонт. Для проектной деятельности, направленной на ремонт или модификацию существующих установок или оборудования, исходные условия могут относиться к характеристикам (например, выбросы, эффективность) существующей установки или оборудования только в той мере, в какой деятельность по проекту не увеличивают производительность, объем производства или уровень обслуживания, если отсутствуют подробные указания в документации. Для любого увеличения мощности, объема производства или уровня обслуживания за пределами этого диапазона, связанных с проектной деятельностью, должны применяться иные базовые условия.

Разработчик проекта должен задокументировать и обосновать в ПТД применяемые алгоритмы для органа по валидации и верификации.

Сокращение выбросов

Сокращение выбросов рассчитывается следующим образом:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad (6.1)$$

Где:

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

Управление рисками

В рамках реализации проекта рекомендуется разработать систему оценки рисков с описанием наиболее вероятных рисков, которые могут возникнуть на всех этапах реализации климатического проекта. Для оценки разработчику проекта следует создать подробную матрицу, содержащую 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 5.

8. Оценка выбросов от утечек проектной деятельности, включая утечки рынка, смены видов деятельности и экологические утечки. Методы предотвращения утечек

Согласно Приказу Минэкономразвития России от 11.05.2022 г. N 248³¹ 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 проекта существуют, то они должны быть оценены.

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

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.

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). Разработчик проекта должен оценить возможные риски того, что его проект может привести к негативным последствиям для местных сообществ, биоразнообразия и окружающей среды. Проекты не должны приводить к увеличению загрязнения атмосферы, почвы, поверхностных и грунтовых вод, а также к конфликтам между сообществами, проблемам землевладения, принудительному выселению, нарушениям прав человека или ухудшению состояния здоровья и самочувствия из-за ограничения доступа к лесам или природным зонам.

³¹ Приложение N 1 к приказу Минэкономразвития России от 11.05.2022 г. № 248, пункт "в"

Разработчику проекта необходимо приложить усилия, чтобы избежать двойного учета 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 кредитов. В последнем случае необходимо продемонстрировать, что углеродные кредиты, переданные на международном уровне, исключаются из учета количественных целей определенного на национальном уровне вклада Российской Федерации.

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 оценки 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 Инструмента №1 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 6).

12. Нормативные ссылки

1. AMS-I.F.: 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. TOOL03 Methodological tool. Tool to calculate project or leakage CO2 emissions from fossil fuel combustion. Version 03.0. CDM Methodology
 16. TOOL05 Methodological tool. Baseline, project and/or leakage emissions from electricity consumption and monitoring of electricity generation. Version 03.0. CDM Methodology
 17. TOOL07 Methodological tool. Tool to calculate the emission factor for an electricity system. Version 07.0. CDM Methodology.
 18. 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
 19. TOOL16: Project emissions from cultivation of biomass. Version 5.0. CDM Methodology

20. TOOL33: Default values for common parameters. Version 2.0. CDM Methodology
21. FCCC/KP/CMP/2005/8/Add.1 Annex II Simplified modalities and procedures for small-scale clean development mechanism project activities, 30.03.2006
22. Инструмент №1 «Демонстрация дополнительности проектной деятельности». Версия 1.0
23. Методология реализации климатического проекта № 0007 «Производство подключенной к энергосети электроэнергии из возобновляемых источников (крупномасштабные проекты)»
24. ГОСТ 21027-2021. Межгосударственный стандарт. Системы электроэнергетические. Термины и определения.
25. ГОСТ Р 55005-2012 Возобновляемая энергетика. Геотермальные электростанции. Сооружения. Требования безопасности. Основные положения.
26. ГОСТ Р 70214-2022. Гидротехника. Основные понятия. Термины и определения.
27. ГОСТ 19431-84. Энергетика и электрификация. Термины и определения.
28. ГОСТ 24291-90 Межгосударственный стандарт. Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения.
29. 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.
30. 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.)
31. 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 публикуемые утвержденные сетевые коэффициенты выбросов парниковых газов (ПГ).
2. При наличии исходных данных, требуемых для расчета сетевого коэффициента выбросов, используемого в базовом и проектном сценариях, разработчик климатического проекта в праве рассчитать его самостоятельно. Для этого рекомендуется использовать Методические указания по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов (приказ МПР №330³² от 29.06.2017 г.) и принципы учета косвенных энергетических выбросов, заложенные в ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021³³.

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

Согласно ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 (Приложение Е) выбросы от импортированной электроэнергии должны быть определены разработчиком проекта количественно с использованием подхода на основе местоположения³⁴ путем применения коэффициента выбросов, который наилучшим образом характеризует соответствующую энергосистему, т.е. выделенную линию передачи, местный, региональный или национальный коэффициент выбросов в среднем по энергосистеме. Усредненные по энергосистеме коэффициенты выбросов должны относиться к выбросам отчетного года, при наличии, или в противном случае самого последнего доступного года. Усредненные по сети коэффициенты выбросов для импортированной электроэнергии должны быть основаны на усредненной структуре потребления из энергосистемы, откуда потребляется электроэнергия.

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

Требования и руководство, описанные в ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 в отношении электроэнергии, также применимы к потребленным и переданным теплу, водяному пару, охлаждающему и сжатому воздуху.

В случае поступления в сеть энергии от объектов когенерации, необходимо использовать подходы разделения различных форм энергии³⁵.

³² 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»

³³ 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)

³⁴ Подход на основе местоположения — это метод количественного определения косвенных выбросов от энергии на основе средних коэффициентов выбросов от производства энергии для определенного географического местоположения, включая местные, региональные или национальные границы.

³⁵ 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

Ассоциация «НП Совет рынка» и АО «АТС» разработали концепцию расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации³⁶. По результатам экспертной оценки независимыми международными аудиторами выдано свидетельство о заверении и получено заключение о валидации³⁷. Предполагается, что в последствии, реализация данной Концепции приведет к разработке и опубликованию данных сетевых коэффициентов. Подходы, изложенные в Концепции, также могут быть использованы разработчиком проекта для расчета коэффициента выбросов энергосистемы.

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

Источник 1. АО «Администратор торговой системы» в тестовом режиме в 2021 г. запустил интернет-ресурс, публикующий в информационных целях сетевой коэффициент выбросов CO₂ для первой синхронной зоны Российской Федерации за различные периоды времени (час, сутки, месяц, год)³⁸.

Источник 2. Коэффициенты эмиссии Международного энергетического агентства (далее – МЭА³⁹). Данные обновляются ежегодно для всей энергосистемы регионов присутствия (в том числе для Российской Федерации) и отражают среднюю углеродоемкость генерации электроэнергии и тепла.

Источник 3. Глобальное партнерство «Climate Transparency» разрабатывает климатические показатели стран G20⁴⁰. Агентство ежегодно публикует открытые отчеты стран G20, включая средний коэффициент энергетических выбросов.

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

³⁶ Концепция расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации URL: https://www.np-sr.ru/sites/default/files/konceptsiya_kev.pdf

³⁷ 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

³⁸ URL: <https://www.atsenergo.ru/results/co2>

³⁹ URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/emissions-factors-2021>

⁴⁰ URL: <https://www.climate-transparency.org/g20-climate-performance/g20report2021#1531904804037-423d5c88-a7a7>

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. №330⁴¹).
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 энергии⁴². 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 реестр⁴³, 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 объектов⁴⁴, 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

⁴¹ 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»

⁴² Федеральный закон от 26.03.2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (с изменениями и дополнениями)

⁴³ 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)

⁴⁴ Например, ГЭС и тепловые электростанции

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

территориальная электроэнергетическая система - ТИТЭС⁴⁵). На таких территориях определение косвенных энергетических выбросов должно осуществляться исходя из индивидуальных коэффициентов выбросов всех генерирующих объектов, включенных в энергосеть малого масштаба ТИТЭС (см. Приказ Минприроды России от 29.06.2017 г. №330).

6. Рыночный метод не применяется для количественного определения косвенных энергетических выбросов при потреблении тепловой энергии. Тепловая энергия, полученная от внешних генерирующих объектов, определяется по региональному методу (Приказ Минприроды России от 29.06.2017 г. №330).

7. Разработчику проекта необходимо убедиться в соответствии применяемых им подходов и используемых данных общим требованиям и руководству по учету данных об импортированной электроэнергии, потребленной при реализации проектной деятельности, изложенным в ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021⁴⁶ (Приложение Е).

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

⁴⁵ 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.).

⁴⁶ 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. Рекомендуемый подход для определения количества чистой электроэнергии, замещенной в результате реализации проектной деятельности

Расчет $EG_{BL,y}$ отличается для проектной деятельности, связанной со строительством новых электростанций, увеличением мощности, выполнения капитального ремонта или модернизации существующих объектов.

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

Если проектной деятельностью является установка новой электростанции, то:

$$EG_{BL,y} = EG_{BL,facility,y} \quad (A3.1)$$

Where:

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

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

В случае ветровых, солнечных, 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 в сеть дополнительными электростанциями/агрегатами, должна измеряться непосредственно и использоваться для определения $EG_{BL,y}$.

$$EG_{BL,y} = EG_{BL_Add,y} \quad (A3.2)$$

Where:

$EG_{BL_Add,y}$ Количество чистой выработки электроэнергии, поставленной в сеть в год y проектной станцией/энергоблоком, добавленным в рамках проектной деятельности (МВт ч)

3. Увеличение мощности гидро- или геотермальных электростанций

В случае гидро- 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 гидроэлектростанций и геотермальных электростанций используется подход, описанный ниже для проектов по капитальному ремонту, реконструкции или модернизации/техническому перевооружению. $EG_{facility,y}$ соответствует чистой выработке электроэнергии, поставляемой в сеть существующими установками/энергоблоками и добавленными установками/энергоблоками, вместе составляющими «проектные установки/энергоблоки». В этом варианте отдельный учет электроэнергии, подаваемой в сеть добавленными установками/агрегатами, не требуется.

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

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

В случае капитального ремонта, реконструкции или модернизации/технического перевооружения гидро-, солнечных, ветровых, 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 энергии $EG_{BL,y}$, соответствующая чистому увеличению производства электроэнергии, в результате проектной деятельности, рассчитывается следующим образом:

$$EG_{BL,y} \quad (A3.3)$$
$$= \begin{cases} \max(EG_{BL,facility,y} - (EG_{historical} + \sigma_{historical}), 0), & \text{until } DATE_{BaselineModernization} \\ 0, & \text{after } DATE_{BaselineModernization} \end{cases}$$

Where:

$EG_{historical}$	Среднегодовая историческая чистая 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 чистой электроэнергии, поставляемой в сеть существующей электростанцией на возобновляемых источниках энергии, которая эксплуатировалась на проектной площадке до осуществления проектной деятельности (МВт ч)
$DATE_{BaselineModernization}$	Момент времени, когда существующее оборудование потребуется заменить в отсутствие проектной деятельности (дата). Этот параметр не применяется к проектам по реконструкции

5. Определение $EG_{historical}$

Среднее значение исторических уровней чистой 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.

- Три последних календарных года (в случае гидроэлектростанций - пять лет), предшествующих осуществлению проектной деятельности; или
- Временной интервал с календарного года, следующего за $DATE_{hist}$, вплоть до последнего календарного года, предшествующего реализации проекта, при условии, что

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

этот промежуток времени включает по крайней мере три календарных года (в случае гидроэлектростанций 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 гидроэлектростанций - пяти) календарных лет до начала восстановления, показатель $EG_{historical}$ равен нулю.

5. 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 типа, 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.

Приложение 4. Данные и параметры мониторинга

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

Таблица А4.1. Данные и параметры мониторинга

№	Данные / Параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Любые комментарии
1	$EF_{CO_2,y}$	т CO ₂ /МВт ч	Коэффициент выбросов CO ₂ от сети/ энергосети малого масштаба / энергетических выбросов в случае прямых поставок электроэнергии в год у	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	Чистая 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 год у	Значения, предоставляемые поставщиком топлива в счетах-фактурах, являются предпочтительным источником. В отсутствие таких	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	-

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

№	Данные / Параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Любые комментарии
				данных необходимо использовать измерения, проведенные разработчиком проекта			энергетического баланса, который основан на закупленных количествах и изменениях запасов.	
5	EG _{BL,y}	МВт ч/год	Количество чистой электроэнергии, замещенной 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 чистой 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 чистой выработки электроэнергии, поставленной в сеть в год у проектной станцией/энергоблоком,	Счетчик(и) электроэнергии	Измерения следует проводить в соответствии с национальными или международными топливными стандартами	Непрерывный мониторинг, измерения каждый час, минимум	-	Применяется для ветровых, солнечных, волновых,

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

№	Данные / Параметр	Единица данных	Наименование	Источник данных	Порядок измерений	Периодичность мониторинга	Процедуры обеспечения и контроля качества	Любые комментарии
			добавленным в рамках проектной деятельности		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 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	ежемесячные записи		приливных станций / энергоблоков
8	$\sigma_{\text{historical}}$	МВт ч	Стандартное отклонение среднегодового исторического объема чистой 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 чистой 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).	-	-	-

Приложение 5. Управление рисками

Таблица А5.1. 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 6. Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии при продлении периода кредитования

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

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

А. Оценка обоснованности текущей базовой линии для следующего периода кредитования

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

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

2. Оценить влияние обстоятельств.

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

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) осуществляют 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

ПРОЕКТ. ДЛЯ ОБЩЕСТВЕННЫХ ОБСУЖДЕНИЙ.

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.