

Методология климатического проекта № 0018

Производство электроэнергии и тепла из биомассы

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

Версия 1.2

25 Сентября 2023

<b>1.</b>	<b>ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ.....</b>	<b>4</b>
<b>2.</b>	<b>ПРИМЕНИМОСТЬ МЕТОДОЛОГИИ, ГРАНИЦЫ ПРОЕКТА .....</b>	<b>6</b>
2.1.	Область применения .....	6
2.2.	Применимость .....	7
2.3.	Границы проекта .....	8
<b>3.</b>	<b>ОПРЕДЕЛЕНИЕ БАЗОВОЙ ЛИНИИ.....</b>	<b>11</b>
3.1.	Определение альтернативных сценариев .....	11
3.2.	Применимость сценариев базовой линии .....	14
3.3.	Выбросы при реализации базовой линии .....	15
3.3.1.	Шаг 1. Определить общую выработку технологического тепла ( $HC_{BL,y}$ ), выработку электроэнергии, мощность и энергоэффективность при реализации базовой линии.....	17
3.3.2.	Шаг 2: Определить коэффициенты выбросов и количество электроэнергии, получаемой из электросети при реализации базовой линии .....	19
3.3.3.	Шаг 3: Определить выработку тепловой и электрической энергии на основе биомассы при реализации базовой линии.....	21
3.3.4.	Шаг 4: Определить потребность в ископаемом топливе для обеспечения баланса технологического тепла и соответствующего производства электроэнергии при реализации базовой линии .....	31
3.3.5.	Шаг 5: Определить выбросы в результате неконтролируемого сжигания или разложения растительных остатков при реализации базовой линии. ....	35
<b>4.</b>	<b>ПЕРИОД КРЕДИТОВАНИЯ ПРОЕКТА.....</b>	<b>38</b>
<b>5.</b>	<b>ДОПОЛНИТЕЛЬНОСТЬ .....</b>	<b>38</b>
<b>6.</b>	<b>ТРЕБОВАНИЯ К ПЛАНУ МОНИТОРИНГА .....</b>	<b>38</b>
<b>7.</b>	<b>ПРОЕКТНЫЙ СЦЕНАРИЙ.....</b>	<b>39</b>
7.1.	Сокращение выбросов .....	39
7.2.	Выбросы при реализации проектной деятельности .....	40
7.2.1.	Расчет $PE_{Biomass,y}$ .....	40
7.2.2.	Расчет $PE_{FF,y}$ .....	41
7.2.3.	Расчет $PE_{GR1,y}$ .....	41
7.2.4.	Расчет $PE_{GR2,y}$ .....	42
7.2.5.	Расчет $PE_{CBR,y}$ .....	42
7.2.6.	Расчет $PE_{BG2,y}$ .....	43
7.3.	Управление рисками .....	43
<b>8.</b>	<b>ОЦЕНКА ВЫБРОСОВ ОТ УТЕЧЕК В ХОДЕ РЕАИЗАЦИИ ПРОЕКТА .....</b>	<b>44</b>

9.	<b>АНАЛИЗ РИСКА НЕПОСТОЯНСТВА</b> .....	44
10.	<b>МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ДВОЙНОГО УЧЕТА, НЕГАТИВНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И ОБЩЕСТВО</b> .....	44
11.	<b>РЕКОМЕНДАЦИИ В ОТНОШЕНИИ ИЗМЕНЕНИЯ ИЛИ СОХРАНЕНИЯ БАЗОВОЙ ЛИНИИ В СЛУЧАЕ ПРОДЛЕНИЯ ПЕРИОДА КРЕДИТОВАНИЯ И ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ</b> .....	45
12.	<b>НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ</b> .....	46
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 1. РАСЧЕТ ВЫБРОСОВ CO<sub>2</sub> В РЕЗУЛЬТАТЕ СЖИГАНИЯ ИСКОПАЕМОГО ТОПЛИВА</b> .....	48
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСТАТОЧНОГО СРОКА СЛУЖБЫ ОБОРУДОВАНИЯ</b> .....	50
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ПОСТОЯННЫЕ ДАННЫЕ И ПАРАМЕТРЫ</b> .....	53
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ДАННЫЕ И ПАРАМЕТРЫ МОНИТОРИНГА</b> .....	62
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 5. УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ</b> .....	71
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 6. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ ПОДХОД ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ СЕТЕВОГО КОЭФФИЦИЕНТА ВЫБРОСОВ (КОЭФФИЦИЕНТ ВЫБРОСОВ ОТ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ)</b> .....	72
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 7. РЕКОМЕНДУЕМЫЙ ПОДХОД ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА КОСВЕННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ВЫБРОСОВ В СЛУЧАЕ ПРЯМЫХ ПОСТАВОК ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ</b> .....	74
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 8. ВЫБРОСЫ ОТ МЕСТ ЗАХОРОНЕНИЯ ТВЕРДЫХ ОТХОДОВ</b> .....	76
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 9. ОЦЕНКА ДОСТОВЕРНОСТИ ИСХОДНОЙ/ТЕКУЩЕЙ БАЗОВОЙ ЛИНИИ ПРИ ПОВТОРНОЙ ВЕРИФИКАЦИИ ИЛИ ВОЗОБНОВЛЕНИИ ПЕРИОДА КРЕДИТОВАНИЯ</b> .....	85
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 10. ВЫБРОСЫ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И УТЕЧКИ ОТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ БИОМАССЫ</b> .....	87
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ 11. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМ ПРОИЗВОДСТВА ТЕПЛОВОЙ ИЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ БАЗОВОЙ ЛИНИИ</b> .....	115

## 1. Термины и определения

1. В данной методологии применяются следующие термины и определения<sup>1</sup>:

- (1) **Когенерационная энергетическая установка** – устройство, одновременно вырабатывающее тепловую и электрическую энергию<sup>2</sup>.
- (2) **Выделенные плантации** – плантации, созданные в рамках проектной деятельности с целью поставок культивируемой биомассы на предприятие проекта.
- (3) **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.
- (4) **Тепло** – тепловая энергия, которая вырабатывается в теплогенераторе (например, котле, когенерационной установке, тепловых солнечных панелях и т. д.) и передается теплоносителю (например, горячим жидкостям, горячим газам, пару и т. д.) для использования в тепловых процессах, включая производство электроэнергии. Для целей данной методологии тепло не включает отработанное тепло, т. е. тепло, которое передается в окружающую среду без утилизации, например, тепло в дымовых газах или любые другие потери тепла. Обратите внимание, что тепло относится к чистой выработке тепловой энергии, которая передается теплоносителю в теплогенерирующем устройстве.
- (5) **Теплогенератор** – устройство, предназначенное для выработки тепловой энергии за счет сжигания топлива<sup>3</sup>. Сюда относятся, например, котел, который поставляет пар или горячую воду, нагреватель, который поставляет горячее масло или теплоноситель, или печь, которая поставляет горячий газ или продукты сгорания. Когда несколько теплогенераторов включены в одну проектную деятельность, каждый теплогенератор обозначается как «единица».
- (6) **Соотношение тепловой и электрической энергии в когенерационной установке** – количество тепла, извлеченного из теплового двигателя, на единицу электроэнергии, произведенной в том же тепловом двигателе, измеренное в тех же единицах энергии. Например, тепловой двигатель, вырабатывающий 1 МВт-ч электроэнергии и 2 МВт-ч технологического тепла, имеет соотношение тепловой и электрической энергии равное 2.
- (7) **Чистая выработка электроэнергии** – электроэнергия, произведенная блоком электростанции после исключения вспомогательных нагрузок, т. е. электроэнергии, потребленной вспомогательным оборудованием блока электростанции (например, насосы, вентиляторы, очистка дымовых газов, контрольное оборудование и т. д.) и оборудованием, связанным с обработкой и подготовкой топлива.

---

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

<sup>2</sup> ГОСТ Р 56188.9.102—2023. Технологии топливных элементов. Часть 9-102. Методология оценки экологических характеристик энергетических установок на основе топливных элементов в рамках обзора жизненного цикла. Стационарные когенерационные энергетические установки на основе топливных элементов для жилых помещений. Правила группы однородной продукции для разработки экологической декларации.

<sup>3</sup> СП 281.1325800.2016. УСТАНОВКИ ТЕПЛОГЕНЕРАТОРНЫЕ МОЩНОСТЬЮ ДО 360 кВт, ИНТЕГРИРОВАННЫЕ В ЗДАНИЯ. Правила проектирования и устройства.

- (8) **Технологическое тепло** – тепло, которое не используется для производства электроэнергии. Оно может включать тепло, используемое для производства механической энергии, где это применимо.
- (9) **Энергия** – электрическая энергия, если прямо не указано иное.
- (10) **Электростанция, ЭС** – энергоустановка, предназначенная для производства электрической энергии, содержащая строительную часть, оборудование для преобразования энергии и необходимое вспомогательное оборудование по ГОСТ 19431-84<sup>4</sup> <sup>5</sup>.
- (11) **Электростанция, производящая электричество без когенерации тепла** (в режиме «только электроэнергия») – электростанция, к которой применяются следующие условия:
- (1) все тепловые двигатели электростанции производят только электроэнергию и не когенируют тепло; и
  - (2) тепловая энергия (например, пар), произведенная в оборудовании электростанции (например, в котле), используется только в тепловых двигателях (например, турбинах или электродвигателях), а не для других процессов (например, для целей отопления или в качестве сырья в технологических процессах). Например, в случае электростанции с паровым коллектором это означает, что весь пар, подаваемый в паровой коллектор, должен использоваться в турбинах.
- (12) **Теплоэлектростанция** – электростанция, преобразующая химическую энергию топлива в электрическую энергию или электрическую энергию и тепло<sup>6</sup>. Теплоэлектростанции включают в себя две широкие категории электростанций: когенерационные установки (как определено выше) и установки, в которых тепло и электроэнергия производятся на одной установке, хотя и не в режиме когенерации, например, общий тепловой коллектор поставляет тепло как для технологического тепла, так и для выработки электроэнергии.
- (13) **Период кредитования (англ. Crediting period)** – это период, в течение которого верифицированные и сертифицированные сокращения выбросов ПГ или увеличение чистой антропогенной абсорбции ПГ поглотителями (в зависимости от ситуации), связанные с деятельностью по климатическому проекту, могут привести к выпуску углеродных единиц. Временной период, который применяется к периоду кредитования деятельности по климатическому проекту, и то, является ли период кредитования возобновляемым или фиксированным, определяется в соответствии с Разделом 4 «Период кредитования проекта» настоящей методологии.
- (14) **Период сбора данных (англ. Data coverage period)** – период времени, в течение которого собираются данные по потреблению энергетических ресурсов в здании

---

<sup>4</sup> ГОСТ 24291-90. Межгосударственный стандарт. Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения.

<sup>5</sup> Методологии-референс, разработанные в рамках Механизма чистого развития (АСМ0006) используют для данного термина следующую трактовку: **Power plant** is an installation that generates electric power through the conversion of heat to power using a heat engine. The heat is produced in a heat generator and consumed in a heat engine (e.g. steam turbine) coupled to an electricity generator.

<sup>6</sup> ГОСТ 19431-84. МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ. ЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ. Термины и определения.

(т. е. электроэнергия, тепловая энергия, холодная и горячая вода, топливо) с целью установления или пересмотра базовой линии.

- (15) **Актуальность данных (англ. Data currentness)** – период времени между окончанием периода сбора данных и завершением подачи информации о расчете базовой линии (применимо для консервативного подхода к оценке базовой линии).
- (16) **ПТД** – проектно-техническая документация, описывающая деятельность по проекту.

## 2. Применимость методологии, границы проекта

2. В таблице ниже приводятся ключевые элементы методологии:

**Таблица 1. Ключевые элементы методологии**

<b>Типовые проекты</b>	Когенерация тепла и электроэнергии с использованием биомассы. Типовыми проектами являются строительство новых электростанций, расширение мощностей, повышение энергоэффективности или переход на альтернативные виды топлива
<b>Вид действий по сокращению выбросов ПГ</b>	Возобновляемая энергетика; энергоэффективность; переход на альтернативные виды топлива; предотвращение выбросов парниковых газов

3. Данная методология нейтральна по отношению к программам по парниковым газам (ПГ)<sup>7</sup>. Если применяется программа по ПГ<sup>8</sup>, то требования этой программы дополняют требования методологии. Настоящая методология подготовлена на основе существующей методологии, разработанной в рамках Механизма чистого развития Киотского протокола (АСМ0006), и включает ее адаптацию под действующие российские нормативно-правовые акты и стандарты.

### 2.1. Область применения

4. Данная методология применима к проектной деятельности, в рамках которой осуществляется эксплуатация теплоэлектростанций<sup>9</sup>, частично или полностью работающих

<sup>7</sup> Программа по парниковым газам; программа по ПГ (greenhouse gas program; GHG program): Добровольная или обязательная для исполнения международная, национальная или субнациональная система или схема, в рамках которой осуществляется инвентаризация, учет и управление выбросами ПГ, поглощением ПГ, сокращением выбросов или увеличением поглощения ПГ вне границ организации или проекта по ПГ (ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Газы парниковые. Часть 2).

<sup>8</sup> Примеры программ по ПГ в России: ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 (учет и управление выбросами ПГ на уровне организаций), ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021 (учет и управление выбросами ПГ на уровне проектов), ГОСТ Р ИСО 14067-2021 (углеродный след продукции); на международном уровне: Европейская система торговли выбросами (ЕСТВ), Механизм чистого развития (МЧР), Стандарт отчетности по ПГ на уровне организации / проекта / жизненного цикла продукта и корпоративной цепочки стоимости (GHG Protocol), Стандарт углеродной верификации (Verified Carbon Standard, VCS), Золотой стандарт (Gold Standard) и пр.

<sup>9</sup> Проектная деятельность по выработке только электроэнергии или только тепла не должна учитываться в рамках данной методологии.

на биомассе. Проектная деятельность может включать следующие виды мероприятий или, где это применимо, их сочетание:

- (a) Строительство новых электростанций там, где в настоящее время не осуществляется производство электрической или тепловой энергии («Электростанция с нуля»).
- (b) Строительство новых электростанций там, где в настоящее время осуществляется производство электрической или тепловой энергии. Новая электростанция заменяет существующие или функционирует параллельно с ними (проекты по расширению мощностей).
- (c) Повышение энергоэффективности существующих теплоэлектростанций, работающих на биомассе (проекты повышения энергоэффективности), что также может привести к расширению мощностей, например, путем модернизации существующей электростанции.
- (d) Полная или частичная замена ископаемого топлива биомассой на существующих теплоэлектростанциях или на новых теплоэлектростанциях, которые были бы построены в отсутствие проекта (проекты по переходу на альтернативное топливо), например, путем увеличения доли использования биомассы по сравнению с базовой линией посредством переоборудования существующей электростанции под использование биомассы.

## 2.2. Применимость

5. Методология применима при следующих условиях:

- (a) Биомасса, используемая на электростанции, ограничена растительными остатками, биогазом, RDF<sup>10</sup> и/или биомассой со специально отведенных плантаций.
- (b) Ископаемое топливо может сжигаться на электростанции совместно с биомассой. Однако количество совместно сжигаемого ископаемого топлива не должно превышать 80% от общего количества сжигаемого топлива.
- (c) Для проектов, использующих в качестве топлива растительные остатки от какого-либо производственного процесса (например, производство сахара или древесных плит), реализация проекта не должна приводить к увеличению мощности переработки исходного сырья (например, сахара, риса, бревен и т. д.) на промышленном объекте, производящем остатки, или к другим существенным изменениям (например, смене продукции) в этом процессе.
- (d) Биомасса, используемая на электростанции, хранится не более одного года.
- (e) Биомасса, используемая на электростанции, до сжигания не обрабатывается химически или биологически (например, путем этерификации, ферментации, гидролиза, пиролиза, био- или химической деградации и т. д.). Допускается сушка и механическая обработка, например, измельчение и гранулирование.

---

<sup>10</sup> Топливо, полученное из отходов (англ. Refuse Derived Fuel (RDF)), может быть использовано, но весь углерод, содержащийся в топливе, включая углерод из биогенных источников, должен рассматриваться как ископаемое топливо.

6. В случае, если проектная деятельность подразумевает переход на альтернативное топливо, использование биомассы или увеличение использования биомассы по сравнению с базовой линией технически невозможно без капитальных вложений в:
- (a) техническое перевооружение или замену существующих теплогенераторов/котлов; или
  - (b) установку новых теплогенераторов/котлов; или
  - (c) новую цепочку поставок биомассы, специально созданную для реализации проекта (например, сбор и очистка загрязненных источников растительных остатков, которые в противном случае не могли бы быть использованы в энергетических целях); или
  - (d) оборудование для подготовки и подачи биомассы.
7. Если биогаз используется для производства электрической и тепловой энергии, биогаз должен быть получен путем анаэробного сбраживания сточных вод, и:
- (a) если источник образования сточных вод зарегистрирован в качестве проектной деятельности, то подробная информация о проекте по сточным водам должна быть включена в проектно-техническую документацию (ПТД), а сокращение выбросов от производства энергии из биогаза заявляется с использованием данной методологии;
  - (b) если источник сточных вод не зарегистрирован в качестве климатического проекта, то объем биогаза не превышает 50% от общего количества сжигаемого топлива на энергетической основе.
8. В случае использования биомассы со специально отведенных плантаций применяется Приложение 10 для определения соответствующих выбросов от выращивания биомассы и от использования растительных остатков в ходе реализации проекта и в результате утечек.
9. Методология неприменима, если сценарий базовой линии предусматривает выращивание биомассы на специально отведенных плантациях.
10. В случае внесения изменений в приведенные акты национального законодательства, данная методология подлежит пересмотру с целью учета соответствующих изменений<sup>11</sup>.

### 2.3. Границы проекта

11. Территория распространения проектной деятельности включает в себя:
- (a) все электростанции, вырабатывающие электрическую и/или тепловую энергию, расположенные на территории проекта, независимо от того, работают ли они на биомассе, ископаемом топливе или на комбинации обоих видов топлива<sup>12</sup>;

---

<sup>11</sup> Разработчикам проекта следует иметь в виду, что приведенные в тексте нормативные документы могут быть изменены или отменены.

<sup>12</sup> Следует отметить, что граница проекта охватывает не только установки, вырабатывающие электроэнергию и/или тепло, на которые непосредственно влияет проектная деятельность (например, модернизированные или установленные), но и все другие установки, вырабатывающие электроэнергию и/или тепло, расположенные на той же площадке, что и проектная деятельность, независимо от того, работают ли они на биомассе, ископаемом топливе или комбинации обоих видов топлива. Таким образом, производство электроэнергии и тепла, импорт/экспорт электроэнергии и тепла из энергосистемы должны рассматриваться для всей площадки, на которой осуществляется проектная деятельность, и все объекты должны быть включены в балансы электроэнергии и тепла.



- (b) все электростанции, физически подключенные к электрической системе (электросети), к которой подключена проектная электростанция (проектный объект);
- (c) если применимо, все источники теплоснабжения за пределами производственной площадки, которые поставляют тепло на площадку, где осуществляется проектная деятельность (напрямую или через систему централизованного теплоснабжения);
- (d) средства транспортировки биомассы на площадку реализации проектной деятельности;
- (e) если в качестве сырья используются растительные остатки, то территория, на которой растительные остатки были бы размещены для разложения или захоронения;
- (f) если в качестве сырья используется биомасса, выращенная на специально отведенных плантациях, то географические границы этих плантаций;
- (g) очистные сооружения, используемые для очистки сточных вод, образующихся в результате переработки биомассы;
- (h) в случае использования биогаза – место расположения анаэробного реактора.

12. Если объекты в границах проекта, как указано в данной методологии, принадлежат разным юридическим лицам (или находятся в оперативном управлении разных юридических лиц), то проектная документация должна включать описание процедур по исключению возможности двойного учета<sup>13</sup> сокращений выбросов ПГ, потенциально достигаемых в результате проектной деятельности, закрепленных в договорных соглашениях.

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

Источник		ПГ	Включение	Обоснование
<b>Базовая линия</b>	Производство электрической и тепловой энергии	CO <sub>2</sub>	Да	Основной источник выбросов
		CH <sub>4</sub>	Нет	Исключено для упрощения в соответствии с консервативным подходом
		N <sub>2</sub> O	Нет	Исключено для упрощения в соответствии с консервативным подходом
	Неконтролируемое сжигание или разложение избыточных растительных остатков	CO <sub>2</sub>	Нет	Предполагается, что выбросы CO <sub>2</sub> от излишков растительных остатков не приводят к изменению углеродных пулов в секторе ЗИЗЛХ

<sup>13</sup> Двойной учет – учет выбросов или поглощений ПГ более одного раза. Двойной учет может происходить между организациями, т. е. две или более отчитывающихся организаций принимают на себя ответственность за одни и те же выбросы или поглощения ПГ. Двойной учет может также происходить внутри организации, когда выбросы или поглощения ПГ учитываются в разных категориях (такой тип двойного учета не должен иметь место). (ISO/TR 14069:2013 Парниковые газы. Количественное определение и отчетность о выбросах парниковых газов на уровне организации. Руководство по применению ISO 14064-1). См. также ГОСТ Р ИСО 14080-2021 Национальный стандарт Российской Федерации. Управление парниковыми газами и связанные виды деятельности. Система подходов и методическое обеспечение реализации климатических проектов.

Источник		ПГ	Включение	Обоснование
		CH <sub>4</sub>	Да или нет	Участники проекта могут принять решение о включении этого источника выбросов, если сценарий В1, В2 или В3 был определен как наиболее вероятный сценарий базовой линии
		N <sub>2</sub> O	Нет	Исключено для упрощения в соответствии с консервативным подходом. Обратите также внимание, что выбросы от естественного разложения биомассы не включаются в национальные кадастры ПГ как антропогенные источники
Проектная деятельность	Потребление ископаемого топлива на территории реализации проектной деятельности	CO <sub>2</sub>	Да	Может быть значительным источником выбросов
		CH <sub>4</sub>	Нет	Исключен для упрощения. Предполагается, что этот источник выбросов очень мал
		N <sub>2</sub> O	Нет	Исключен для упрощения. Предполагается, что этот источник выбросов очень мал
	Транспортировка биомассы за пределы реализации проектной деятельности	CO <sub>2</sub>	Да	Может быть значительным источником выбросов
		CH <sub>4</sub>	Нет	Исключен для упрощения. Предполагается, что этот источник выбросов очень мал
		N <sub>2</sub> O	Нет	Исключен для упрощения. Предполагается, что этот источник выбросов очень мал
	Сжигание биомассы для получения электрической и тепловой энергии	CO <sub>2</sub>	Нет	Предполагается, что выбросы CO <sub>2</sub> от излишков биомассы не приводят к изменению углеродных пулов в секторе ЗИЗЛХ
		CH <sub>4</sub>	Да или нет	Этот источник выбросов должен быть включен, если в сценарий базовой линии включены выбросы CH <sub>4</sub> от неконтролируемого сжигания или разложения растительных остатков
		N <sub>2</sub> O	Нет	Исключен для упрощения. Предполагается, что этот источник выбросов очень мал
	Сточные воды от переработки биомассы	CO <sub>2</sub>	Нет	Предполагается, что выбросы CO <sub>2</sub> от излишков биомассы не приводят к изменению углеродных пулов в секторе ЗИЗЛХ

Источник		ПГ	Включение	Обоснование
		CH <sub>4</sub>	Да	Этот источник выбросов должен быть включен в случаях, когда сточные воды очищают (частично) в анаэробных условиях
		N <sub>2</sub> O	Нет	Исключен для упрощения. Предполагается, что этот источник выбросов очень мал
	Возделывание земли для производства сырья для биомассы	CO <sub>2</sub>	Да	Этот источник выбросов должен быть включен в случае использования биомассы со специально отведенных плантаций
		CH <sub>4</sub>	Да	Этот источник выбросов должен быть включен в случае использования биомассы со специально отведенных плантаций
		N <sub>2</sub> O	Да	Этот источник выбросов должен быть включен в случае использования биомассы со специально отведенных плантаций

### 3. Определение базовой линии

#### 3.1. Определение альтернативных сценариев

13. Разработчики проекта должны обозначить все альтернативные сценарии в отсутствие проектной деятельности, включая отсутствие проектной деятельности, продолжение текущей деятельности и все вероятные и реалистичные альтернативные сценарии базовой линии.

В альтернативных сценариях должно быть определено:

- (a) как могла бы вырабатываться электроэнергия в отсутствие проектной деятельности (сценарии P);
- (b) как могла бы вырабатываться тепловая энергия при отсутствии проектной деятельности (сценарии H);
- (c) если в рамках проектной деятельности производится механическая энергия с помощью паровой турбины (турбин), то как могла бы вырабатываться механическая энергия в отсутствие проектной деятельности (сценарии M);
- (d) если в проектной деятельности используются растительные остатки, то что бы произошло с растительными остатками в отсутствие проектной деятельности (сценарии B);
- (e) если в проектной деятельности используется биомасса, выращенная на специально отведенных плантациях, то каким было бы землепользование в отсутствие проектной деятельности (сценарии L); и

- (f) если проектная деятельность использует биогаз от сточных вод, то, что бы произошло с биогазом в отсутствие проектной деятельности (сценарии BG).

### Вставка 1. Выбор сценария базовой линии



14. Альтернативные сценарии для электрической энергии должны включать, но могут не ограничиваться нижеприведенными сценариями, включая их комбинацию:
- (a) P1: Предполагаемая проектная деятельность не осуществляется в качестве проектной деятельности.
  - (b) P2: Если применимо<sup>14</sup>, продолжение производства электроэнергии на существующих электростанциях на территории проекта. Существующие электростанции работают в тех же условиях (например, установленные мощности, средние коэффициенты нагрузки или средние показатели энергоэффективности, состав топлива и комплектация оборудования), которые наблюдались в течение последних трех лет до даты начала проектной деятельности.
  - (c) P3: Если применимо (см. сноску 12), продолжение производства электроэнергии на существующих электростанциях на территории проекта. Существующие электростанции работают в условиях, отличающихся от тех, которые наблюдались в течение последних трех лет до даты начала проектной деятельности.
  - (d) P4: Если применимо<sup>15</sup>, модернизация существующих электростанций на территории проекта. Модернизация может как включать, так и не включать изменение состава топлива.
  - (e) P5: Строительство новых электростанций на территории проекта, отличных от тех, которые будут построены в рамках проектной деятельности.
  - (f) P6: Выработка электроэнергии на определенных электростанциях за пределами территории проекта, за исключением электросети.
  - (g) P7: Выработка электроэнергии в электросети.

<sup>14</sup> Этот вариант применим только в том случае, если на территории проекта располагаются действующие электростанции.

<sup>15</sup> Этот вариант применим только в том случае, если на территории проекта располагаются действующие электростанции.

15. Альтернативные сценарии для тепловой энергии должны включать, но не ограничиваться, в частности, следующим:
- (a) Н1: Предполагаемая проектная деятельность не осуществляется в качестве проектной деятельности.
  - (b) Н2: Если применимо (см. сноску 14), продолжение производства тепловой энергии на существующих электростанциях на территории проекта. Существующие электростанции работают в тех же условиях (например, установленные мощности, средние коэффициенты нагрузки или средние показатели энергоэффективности, состав топлива и комплектация оборудования), которые наблюдались в течение последних трех лет до даты начала проектной деятельности.
  - (c) Н3: Если применимо (см. сноску 14), продолжение производства тепловой энергии на существующих электростанциях на территории проекта. Существующие электростанции работают в условиях, отличающихся от тех, которые наблюдались в течение последних трех лет до даты начала проектной деятельности.
  - (d) Н4: Если применимо (см. сноску 14), модернизация существующих электростанций на территории проекта. Модернизация может как включать, так и не включать изменение состава топлива.
  - (e) Н5: Строительство новых электростанций на территории проекта, отличных от тех, которые будут построены в рамках проектной деятельности.
  - (f) Н6: Производство тепловой энергии на определенных электростанциях за пределами территории проекта.
  - (g) Н7: Использование тепловой энергии от централизованного теплоснабжения.
16. Альтернативные сценарии для механической энергии должны включать, но не ограничиваться, в частности, следующим:
- (a) М1: Предполагаемая проектная деятельность не осуществляется в качестве проектной деятельности.
  - (b) М2: Если применимо (см. сноску 14), продолжение производства механической энергии от прежних паровых турбин на существующих электростанциях на территории проекта.
  - (c) М3: Установка новых паровых турбин на территории проекта.
  - (d) М4: Если применимо (см. сноску 14), продолжение выработки механической энергии от электродвигателей на существующих электростанциях на территории проекта.
  - (e) М5: Установка новых электродвигателей на территории проекта.
17. Для любого из альтернативных сценариев, описанных выше, все допущения в отношении установленных мощностей, коэффициентов нагрузки, энергоэффективности, состава топлива и комплектации оборудования должны быть четко описаны и обоснованы в ПТД.
18. Если на территории проекта до реализации проектной деятельности функционировали существующие электростанции, остаточный срок службы имеющегося оборудования должен быть определен в соответствии с Приложением 2. Определение оставшегося срока

службы оборудования и базовой линии, основанной на исторических данных, применяется только до тех пор, пока существующая электростанция не была бы заменена или модернизирована в отсутствие проектной деятельности.

19. При использовании растительных остатков альтернативные сценарии их использования в отсутствие проектной деятельности должны определяться в соответствии с Приложением 10.
20. В дополнение к альтернативным сценариям (сценарии В), включенным в Приложение 10, участники проекта должны включить сценарий В5:
  - (a) Растительные остатки используются для выработки электрической или тепловой энергии на территории проекта на новых и/или существующих электростанциях.
21. При использовании биомассы, выращенной на специально отведенных плантациях, проект должен учитывать, каким было бы землепользование в отсутствие проектной деятельности (сценарии L).
22. В случае, если предполагаемая проектная деятельность предусматривает использование биогаза, проект должен рассмотреть следующие альтернативные сценарии базовой линии для биогаза:
  - (a) BG1: Биогаз не образуется, и сточные воды не очищаются путем анаэробного сбраживания.
  - (b) BG2: Биогаз улавливается и сжигается на факелах.
  - (c) BG3: Биогаз улавливается и используется для производства электроэнергии и/или тепловой энергии.
  - (d) BG4: Биогаз улавливается и используется в качестве сырья или транспортного топлива.
23. При определении вероятных и реалистичных альтернативных сценариев использования биогаза следует руководствоваться приведенными ниже указаниями:
  - (a) Если выбраны сценарии BG1 и BG2, то биогаз не включается в сценарий базовой линии для предполагаемой проектной деятельности.
  - (b) Если выбран сценарий BG3, то в сценарий базовой линии включается то же количество биогаза, которое будет получено в рамках проекта.
  - (c) В случае, если биогаз поставляется в рамках существующей проектной деятельности, необходимо привести соответствующую ссылку в ПТД.

### **3.2. Применимость сценариев базовой линии**

24. Методология применима только в том случае, если сценарием базовой линии являются:
  - (a) для производства электроэнергии: сценарии P2 - P7 или сочетание любых из этих сценариев; и
  - (b) для производства тепловой энергии: сценарии H2 - H7, или сочетание любых из этих сценариев;

- (с) если часть тепловой энергии, вырабатываемой в ходе проектной деятельности, преобразуется в механическую энергию с помощью паровых турбин, то для производства механической энергии: сценарии М2 - М5:
  - (i) в случае выбора сценариев М2 и М3, если паровая(-ые) турбина(-ы) используется(-ются) для производства механической энергии в рамках проекта, то турбина(-ы), используемая(-ые) в базовой линии, должна(-ы) быть, по крайней мере, столь же эффективной(-ыми), как и паровая(-ые) турбина(-ы), используемая(-ые) для производства механической энергии в рамках проекта;
  - (ii) в случае выбора сценариев М4 и М5 применение паровой(-ых) турбин(ы), вырабатывающей(-их) механическую энергию для использования в тех же целях, что и в базовой линии, не допускается;
- (d) для использования растительных остатков: сценарии от В1 до В5, или сочетание любых из этих сценариев;
- (е) для использования биогаза: сценарии ВG1 - ВG3, или сочетание любых из этих сценариев.

### **3.3. Выбросы при реализации базовой линии**

25. Во многих случаях определить конкретное соотношение выработки электроэнергии в сети и выработки электрической или тепловой энергии из растительных остатков или ископаемого топлива, которое имело бы место в отсутствие проектной деятельности, может быть затруднительно. По этой причине в данной методологии применяется консервативный подход, основанный на следующих допущениях и учитывающий любые технические и эксплуатационные ограничения:

- (a) Растительные остатки, если они присутствуют в сценарии базовой линии, будут использоваться в базовой линии для производства электрической и тепловой энергии в приоритетном порядке перед использованием любого ископаемого топлива,
- (b) Если разные виды биомассы позволяют достичь разного уровня эффективности выработки тепла, распределение биомассы должно осуществляться таким образом, чтобы достичь максимально возможной эффективности производства тепла имеющимся комплексом теплогенераторов.
- (с) Если с технической точки зрения в теплогенераторах могут использоваться разные виды ископаемого топлива, выбор ископаемого топлива должен основываться на принципе достижения максимально возможной эффективности производства тепла имеющимся комплексом теплогенераторов.
- (d) Если с технической точки зрения тепловая энергия может вырабатываться более чем в одном теплогенераторе, следует считать, что теплогенераторы в максимально возможной степени задействуются от наиболее эффективных к менее эффективным с учетом любых технических и эксплуатационных ограничений, включая совместное сжигание топлива и частичное использование теплогенератора на предыдущих этапах.
- (е) Тепловая энергия, вырабатываемая теплогенераторами, сначала используется в тепловых двигателях, работающих в режиме когенерации, затем в тепловых

установках для удовлетворения потребности в тепловой энергии, а после этого в тепловых двигателях, работающих только для производства электроэнергии.

- (f) Если с технической точки зрения тепловая энергия может быть задействована в более чем одном типе теплогенератора, она должна распределяться от наиболее эффективных к менее эффективным теплогенераторам в максимально возможной степени.
- (g) Если с технической точки зрения тепловая энергия может использоваться в более чем одном типе когенерационных тепловых двигателей, следует считать, что она распределяется таким образом, чтобы максимизировать когенерацию технологического тепла.
26. Разработчики проекта должны в прозрачной форме задокументировать и обосновать в ПТД подход к распределению.
27. Выбросы при реализации базовой линии рассчитываются следующим образом:

$$BE_y = EL_{BL,GR,y} \times EF_{EG,GR,y} + \sum_f FF_{BL,HG,y,f} \times EF_{FF,y,f} + EL_{BL,FF/GR,y} \times \min(EF_{EG,GR,y}, EF_{EG,FF,y}) + BE_{BR,y} \quad \text{Уравнение (1)}$$

Где:

- $BE_y$  = Выбросы при реализации базовой линии в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>)
- $EL_{BL,GR,y}$  = Расход электроэнергии из сети при реализации базовой линии в год  $y$  (МВтч)
- $EF_{EG,GR,y}$  = Сетевой коэффициент выбросов в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>/ МВтч)
- $FF_{BL,HG,y,f}$  = Потребность в ископаемом топливе для технологического тепла при реализации базовой линии в год  $y$  (ГДж)
- $EF_{FF,y,f}$  = коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> для ископаемого топлива типа  $f$  в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>/ ГДж)
- $EL_{BL,FF/GR,y}$  = Неопределенная генерация электроэнергии в сети или на электростанциях площадки проекта или за ее пределами при реализации базовой линии в год  $y$  (МВтч)
- $EF_{EG,FF,y}$  = коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> для производства электроэнергии в установках на площадке проекта или за ее пределами при реализации базовой линии в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>/ МВтч)
- $BE_{BR,y}$  = Выбросы в результате утилизации растительных остатков при реализации базовой линии в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>-экв.)
- $f$  = Вид ископаемого топлива

28. Процедура определения выбросов при реализации базовой линии может быть кратко представлена следующим образом:

- (a) Шаг 1: Определить общую выработку технологического тепла, выработку электроэнергии, мощность и энергоэффективность при реализации базовой линии.



- (b) Шаг 2: Определить коэффициенты выбросов и количество электроэнергии, получаемой из электросети при реализации базовой линии.
- (c) Шаг 3: Определить выработку тепловой и электрической энергии на основе биомассы при реализации базовой линии.
- (d) Шаг 4: Определить потребность в ископаемом топливе для обеспечения баланса технологического тепла и соответствующего производства электроэнергии при реализации базовой линии.
- (e) Шаг 5: Определить выбросы в результате неконтролируемого сжигания или разложения растительных остатков при реализации базовой линии.

### 3.3.1. Шаг 1. Определить общую выработку технологического тепла ( $HC_{BL,y}$ ), выработку электроэнергии, мощность и энергоэффективность при реализации базовой линии

#### 3.3.1.1. Шаг 1.1: Определить общее производство технологического тепла при реализации базовой линии

- 29. Количество технологического тепла, производимого при реализации базовой линии в год  $y$  ( $HC_{BL,y}$ ), определяется на основе данных постоянного мониторинга технологического тепла, вырабатываемого при реализации проекта<sup>16,17</sup>. Технологическое тепло должно быть оценено за вычетом какого-либо сопутствующего тепла, используемого для сушки биомассы.
- 30. В данной методологии для упрощения предполагается, что пар, используемый при реализации базовой линии, будет обладать такими же свойствами, как и пар, используемый в предполагаемой проектной деятельности, и транспортироваться через один паровой коллектор в обоих сценариях.<sup>18</sup>

#### 3.3.1.2. Шаг 1.2: Определить мощность производства электроэнергии при реализации базовой линии ( $CAP_{EG,total,y}$ )

- 31. Общая мощность производства электроэнергии при реализации базовой линии рассчитывается следующим образом:

$$CAP_{EG,total,y} = LOC_y \times \left[ \sum_i (CAP_{EG,CG,i} \times LFC_{EG,CG,i}) + \sum_j (CAP_{EG,PO,j} \times LFC_{EG,PO,j}) \right] \quad \text{Уравнение (2)}$$

<sup>16</sup> Тепловая энергия, передаваемая в ходе проектной деятельности в систему централизованного теплоснабжения, учитывается как технологическое тепло и включается в технологическое тепло.

<sup>17</sup> Тепловая энергия, подаваемая в ходе проектной деятельности на механическую паровую турбину, считается технологическим теплом и включается в технологическое тепло.

<sup>18</sup> В случае, если базовая линия предполагает использование паровых коллекторов с различными энтальпиями пара, разработчики проекта должны исходить из применения того коллектора, который обеспечивает консервативную оценку выбросов базовой линии.

Где:

$CAP_{EG,total,y}$	=	Мощность по производству электроэнергии в установках на площадке и за ее пределами при реализации базовой линии в год $y$ (МВтч)
$CAP_{EG,CG,i}$	=	Мощность по производству электроэнергии теплового двигателя когенерационного типа $i$ при реализации базовой линии (МВт)
$CAP_{EG,PO,j}$	=	Мощность по производству электроэнергии теплового двигателя типа $j$ , производящего только электроэнергию и не когенирующего тепло при реализации базовой линии (МВт)
$LFC_{EG,CG,i}$	=	Коэффициент нагрузки теплового двигателя когенерационного типа $i$ при реализации базовой линии (коэффициент)
$LFC_{EG,PO,j}$	=	Базовый коэффициент нагрузки теплового двигателя $j$ , производящего только электроэнергию и не когенирующего тепло (коэффициент)
$LOC_y$	=	Работа промышленного объекта, потребляющего технологическое тепло в год $y$ (час)
$i$	=	Тепловой двигатель когенерационного типа в базовом сценарии
$j$	=	Тепловой двигатель, производящий только электроэнергию и не когенирующий тепло в базовом сценарии

### 3.3.1.3. Шаг 1.3: Определить эффективность теплогенераторов, а также эффективность и соотношение тепловой и электрической энергии тепловых двигателей

32. Эффективности теплогенераторов ( $\eta_{BL,HG,BR,h}/\eta_{BL,HG,FF,h}$ ) и тепловых двигателей ( $\eta_{BL,EG,CG,i/j}/\eta_{BL,EG,PO,j}$ ) рассчитываются в соответствии с Приложением 11.
33. Соотношение тепловой и электрической энергии тепловых двигателей когенерационного типа (например, паровых турбин с противодавлением и теплофикационным отбором) рассчитывается следующим образом:
- (а) **Вариант 1:** Для действующих тепловых двигателей с как минимум трехлетним периодом эксплуатации до начала проектной деятельности:

$$HPR_{BL,EG,CG/PO,i/j} = \frac{1}{3.6} \times \text{MAX} \left\{ \frac{HC_{BR,CG/PO,x,i/j}}{EL_{BR,CG/PO,x,i/j}}, \frac{HC_{BR,CG/PO,x-1,i/j}}{EL_{BR,CG/PO,x-1,i/j}}, \frac{HC_{BR,CG/PO,x-2,i/j}}{EL_{BR,CG/PO,x-2,i/j}} \right\} \quad \text{Уравнение (3)}$$

Где:

$HPR_{BL,i}$	=	Соотношение тепловой и электрической энергии теплового двигателя $i$ при реализации базовой линии (коэффициент)
$HC_{BR,CG/PO,x,i/j}$	=	Количество технологического тепла, получаемого от теплового двигателя $i/j$ в год $x$ (ГДж)
$EL_{BR,CG/PO,x,i/j}$	=	Количество электроэнергии, произведенной тепловым двигателем $i/j$ в год $x$ (МВт)
$x$	=	Последний календарный год перед началом периода кредитования

- $i$  = Тепловой двигатель когенерационного типа в базовом сценарии
- $j$  = Тепловой двигатель, производящий только электроэнергию и не когенерирующий тепло в базовом сценарии

(b) **Вариант 2:** Для тепловых двигателей, не имеющих минимум трехлетней истории эксплуатации до начала проектной деятельности, соотношение тепловой и электрической энергии должно определяться в соответствии с расчетными параметрами электростанции.

### 3.3.2. Шаг 2: Определить коэффициенты выбросов и количество электроэнергии, получаемой из электросети при реализации базовой линии

#### 3.3.2.1. Шаг 2.1: Определить объем производства электроэнергии при реализации базовой линии ( $EL_{BL,y}$ )

34. Количество электроэнергии, которое было бы выработано при реализации базовой линии в год  $y$ , равно количеству электроэнергии, выработанной в проектном сценарии, и оценивается следующим образом:

$$EL_{BL,y} = EL_{PJ,gross,y} + EL_{PJ,imp,y} - EL_{PJ,aux,y} \quad \text{Уравнение (4)}$$

Где:

- $EL_{BL,y}$  = Производство электроэнергии при реализации базовой линии в год  $y$  (МВтч)
- $EL_{PJ,gross,y}$  = Валовое количество электроэнергии, произведенной на всех электростанциях, включенных в границы проекта, в год  $y$  (МВтч)
- $EL_{PJ,imp,y}$  = Импорт электроэнергии из сети в проектном сценарии в год  $y$  (МВтч)
- $EL_{PJ,aux,y}$  = Общее потребление электроэнергии на собственные нужды, необходимое для работы электростанций в год  $y$  (МВтч)

#### Вставка 2. Не имеющий обязательной силы пример наилучшей практики: расход электроэнергии на собственные нужды электростанций

Разработчики проекта должны определить общее потребление электроэнергии на собственные нужды ( $EL_{PJ,aux,y}$ ), необходимое для работы электростанций на площадке проекта. При необходимости общее потребление электроэнергии на собственные нужды электростанций может быть оценено путем оценки мощности потребления всего установленного оборудования и при допущении, что в течение всего периода мониторинга оно функционирует с максимальной нагрузкой.

Пример: Проектная деятельность предполагает использование растительных остатков для производства электрической и тепловой энергии на действующем промышленном предприятии. Для осуществления проектной деятельности разработчики проекта устанавливают сушилку для биомассы и конвейерную ленту и используют электроэнергию на собственные нужды для фактической работы электростанции.

Согласно консервативному подходу, разработчики проекта рассчитывают общее потребление электроэнергии на собственные нужды, необходимое для работы электростанций в течение года  $y$ , как сумму мощностей всех единиц оборудования, умноженную на 8760 часов работы в год (24 часа/сутки).

### 3.3.2.2. Шаг 2.2: Определить количество электроэнергии, получаемой из электросети при реализации базовой линии ( $EL_{BL,GR,y}$ )

35. Количество электроэнергии, которая будет потребляться из сети в базовом сценарии, рассчитывается исходя из того, что количество электроэнергии, вырабатываемой на проектной электростанции и за ее пределами при реализации базовой линии, ограничено установленной мощностью электрогенерации, имеющейся в сценарии базовой линии:

$$EL_{BL,GR,y} = \max(0, EL_{BL,y} - CAP_{EG,total,y}) \quad \text{Уравнение (5)}$$

Где:

- $EL_{BL,GR,y}$  = Количество электроэнергии, потребляемой из сети при реализации базовой линии в год  $y$  (МВтч)
- $EL_{BL,y}$  = Производство электроэнергии при реализации базовой линии в год  $y$  (МВтч)
- $CAP_{EG,total,y}$  = Мощность по производству электроэнергии в установках на площадке и за ее пределами при реализации базовой линии в год  $y$  (МВтч)

36. Для альтернативных сценариев реализации базовой линии, в которых не предусмотрено подключение к электросети, либо технически или юридически невозможен импорт электроэнергии из электросети / экспорт электроэнергии в электросеть, предполагается, что  $EL_{BL,GR,y} = 0$ .

### 3.3.2.3. Шаг 2.3: Определить коэффициент выбросов при производстве электроэнергии в сети ( $EF_{EG,GR,y}$ )

37. Сетевой коэффициент выбросов ( $EF_{EG,GR,y}$ ) определяется в соответствии с Приложением 6.

### 3.3.2.4. Шаг 2.4: Определить коэффициент выбросов при производстве электроэнергии на электростанции в границах проекта с использованием ископаемого топлива ( $EF_{EG,FF,y}$ )

38. Если производство электроэнергии из ископаемого топлива не было выбрано как часть сценария базовой линии, или если производство электроэнергии из ископаемого топлива было выбрано как часть сценария базовой линии, но все мощности производства электроэнергии на ископаемом топливе используются в режиме когенерации (т. е. до шага 4.2), то в уравнении (2) следует принять, что  $EF_{EG,FF,y} = EF_{EG,GR,y}$ .

39. Если в рамках сценария базовой линии рассматривается производство электроэнергии только из ископаемого топлива и если электростанции на ископаемом топливе функционировали на территории проекта до осуществления проектной деятельности, то для определения коэффициента выбросов ( $EF_{EG,FF,y}$ ) может быть использован либо вариант А, либо вариант В. Для новых электростанций, которые будут построены в рамках проекта в сценарии базовой линии, следует использовать вариант В.

(а) **Вариант А:** Определить  $EF_{EG,FF,y}$  в соответствии с Приложением 7, используя данные за три календарных года, предшествующих дате подачи ПТД для валидации проектной деятельности.

(б) **Вариант В:** Определить коэффициент выбросов по умолчанию для  $EF_{EG,FF}$  на основе эффективности электростанции, которая функционировала бы на площадке

проекта в базовой линии, и коэффициента выбросов CO<sub>2</sub> по умолчанию для тех видов ископаемого топлива<sup>19</sup>, которые будут использоваться, следующим образом:

$$EF_{EG,FF} = 3.6 \times \frac{EF_{BL,CO_2,FF}}{\eta_{BL,FF}} \quad \text{Уравнение (6)}$$

Где:

- $EF_{EG,FF,y}$  = Коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> при производстве электроэнергии из ископаемого топлива на территории проекта при реализации базовой линии в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>/МВтч)
- $EF_{BL,CO_2,FF}$  = Коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> вида ископаемого топлива, которое бы использовалось для производства электроэнергии на территории проекта при реализации базовой линии (т CO<sub>2</sub>/ГДж)
- $\eta_{BL,FF}$  = Эффективность электростанции (электростанций) на ископаемом топливе на территории проекта при реализации базовой линии (коэффициент)

### 3.3.3. Шаг 3: Определить выработку тепловой и электрической энергии на основе биомассы при реализации базовой линии

#### 3.3.3.1. Шаг 3.1: Определить производство тепловой энергии на основе биомассы при реализации базовой линии ( $HG_{BL,BR,y}$ )

40. Предполагается, что использование растительных остатков, для которых сценарий B5 был определен в качестве сценария базовой линии ( $BR_{B5,n,y}$ ), будет приоритетным по сравнению с использованием любого ископаемого топлива в базовой линии. При допущении, что эквивалентное количество тепловой энергии будет произведено из растительных остатков,  $HG_{BL,BR,y}$  определяется следующим образом<sup>20</sup>:

$$HG_{BL,BR,y} = \sum_h \sum_n (BR_{B5,n,h,y} \times NCV_{BR,n,y} \times \eta_{BL,HG,BR,h}) \quad \text{Уравнение (7)}$$

Где:

- $HG_{BL,BR,y}$  = Производство тепловой энергии на основе биомассы при реализации базовой линии в год  $y$  (ГДж)
- $BR_{B5,n,h,y}$  = Количество растительных остатков категории  $n$ , использованных в теплогенераторе  $h$  в год  $y$  по сценарию B5 (тонн на сухой основе)
- $NCV_{BR,n,y}$  = Чистая теплотворная способность растительных остатков категории  $n$  в год  $y$  (ГДж/тонна на сухой основе)
- $\eta_{BL,HG,BR,h}$  = Эффективность выработки тепловой энергии на основе биомассы теплогенератором  $h$  (коэффициент)

<sup>19</sup> В ситуации, когда имеется несколько электростанций, использующих различные виды ископаемого топлива, коэффициент выбросов должен определяться с учетом консервативной оценки выбросов при реализации базовой линии.

<sup>20</sup> Растительные остатки, используемые в каждом теплогенераторе  $BR_{B5,n,h,y}$  не должны превышать общее количество имеющихся растительных остатков, а выработка тепловой энергии в каждом теплогенераторе не должна превышать общую мощность теплогенератора.

41. Распределение растительных остатков между различными теплогенераторами ( $BR_{B5,n,h,y}$ ) должно осуществляться таким образом, чтобы обеспечить максимальную эффективность производства тепла комплексом теплогенераторов, принимая во внимание следующее:
- (a) Если в сценарии базовой линии будет использоваться только одна категория растительных остатков в конкретных теплогенераторах, контролируемые количества растительных остатков, используемые в проектной деятельности, могут быть непосредственно отнесены к этим теплогенераторам.
  - (b) Если одна категория растительных остатков из одного конкретного источника может использоваться в базовой линии в двух или более теплогенераторах с разной эффективностью, участники проекта должны прозрачно указать, как соответствующие количества растительных остатков распределяются между теплогенераторами.
  - (c) Если одна из категорий растительных остатков технически может быть использована в теплогенераторах, не требующих совместного сжигания ископаемого топлива, а также в теплогенераторах, требующих совместного сжигания ископаемого топлива, следует исходить из того, что биомасса используется в максимально возможной степени в теплогенераторе, не требующем совместного сжигания ископаемого топлива, с учетом любых технических и эксплуатационных ограничений. Любые оставшиеся количества растительных остатков затем распределяются между другими теплогенераторами, требующими совместного сжигания ископаемого топлива.
  - (d) Если растительные остатки могут быть использованы для производства электроэнергии на территории проекта (сценарий В5), соответствующие объемы определяются на основе наибольших объемов данной категории биомассы, использованной для производства электроэнергии и/или тепла за последние три календарных года до даты представления ПТД для валидации проектной деятельности.

### Вставка 3. Не имеющий обязательной силы пример наилучшей практики: Производство тепла на основе биомассы при реализации базовой линии (шаг 3.1)

Данная методология предполагает, что использование растительных остатков ( $BR_{B5,n,y}$ ) будет приоритетным по сравнению с использованием любого ископаемого топлива в базовом сценарии. Эквивалентное количество тепла, которое будет произведено с использованием растительных остатков ( $HG_{BL,BR,y}$ ), должно быть определено на основе распределения объемов каждого вида биомассы между различными генераторами.

Перечень теплогенераторов, использующих при реализации базовой линии растительные остатки в качестве топлива

Теплогенератор h1  
Теплогенератор h2  
Теплогенератор h3  
Теплогенератор h4  
.  
.  
Теплогенератор hn

Распределение типов и объемов биомассы  $BR_{B5, n, y}$  между различными теплогенераторами

$BR_{B5, n, y}$   
 $BR_{B5, n, y}$   
 $BR_{B5, n, y}$   
 $BR_{B5, n, y}$

Рассчитать количество тепла, произведенного с использованием каждого типа биомассы  $p$  в каждом генераторе  $h$

$$HG_{BL,BR,y} = \sum_h \sum_n (BR_{B5,n,h,y} \times NCV_{BR,n,y} \times \eta_{BL,HG,BR,h})$$

#### 3.3.3.2. Шаг 3.2: Определить когенерацию технологического тепла и электроэнергии на основе биомассы при реализации базовой линии

42. Предполагается, что когенерация технологического тепла и электроэнергии на основе тепла от сжигания биомассы ( $HG_{BL,BR,y}$ ) будет иметь приоритет перед другими видами использования этого тепла от биомассы, а также перед использованием ископаемого топлива для производства технологического тепла и электроэнергии. С учетом этого допущения эквивалентное количество электроэнергии ( $EL_{BL,BR,CG,y}$ ) и технологического тепла ( $HC_{BL,BR,CG,y}$ ), которое было бы произведено на основе тепла от биомассы ( $HG_{BL,BR,y}$ ), определяется следующим образом<sup>21</sup>:

43. Рассчитать:

$$EL_{BL,BR,CG,y} = \frac{1}{3.6} \times \sum_i \left( \frac{1}{(HPR_{BL,i} + 1)} \times \eta_{BL,EG,CG,i} \times HG_{BL,BR,CG,y,i} \right) \quad \text{Уравнение (8)}$$

$$HC_{BL,BR,CG,y} = \sum_i \left( \frac{HPR_{BL,i}}{(HPR_{BL,i} + 1)} \times \eta_{BL,EG,CG,i} \times HG_{BL,BR,CG,y,i} \right) \quad \text{Уравнение (9)}$$

Где:

$EL_{BL,BR,CG,y}$  = Электроэнергия, произведенная в результате когенерации на основе биомассы при реализации базовой линии в год  $y$  (МВтч)

<sup>21</sup> Тепловая энергия на основе биомассы, используемая в процессе когенерации ( $HG_{BL,BR,y}$ ), не должна превышать общую выработанную тепловую энергию на основе биомассы, а выработка электроэнергии в каждом тепловом двигателе не должна превышать общую мощность теплового двигателя.

- $\eta_{BL,EG,CG,i}$  = Эффективность производства электроэнергии тепловым двигателем  $i$  при реализации базовой линии (МВтч/ГДж)
- $HG_{BL,BR,CG,y,i}$  = Тепловая энергия на основе биомассы, потребленная тепловым двигателем  $i$  при реализации базовой линии в год  $y$  (ГДж)
- $HC_{BL,BR,CG,y}$  = Когенерация технологического тепла на основе биомассы при реализации базовой линии в год  $y$  (ГДж)
- $HPR_{BL,i}$  = Соотношение тепловой и электрической энергии теплового двигателя  $i$  при реализации базовой линии (коэффициент)

44. Общее количество тепла на основе биомассы ( $HG_{BL,BR,y}$ ) должно быть распределено между различными тепловыми двигателями ( $HG_{BL,BR,CG,y,i}$ ) таким образом, чтобы обеспечить максимальную когенерацию технологического тепла. Например, в случае паровых циклов, если базовая линия предусматривает наличие паровых турбин с противодавлением и теплоотдачей, тепло сначала должно быть выделено турбинам с противодавлением, а затем турбинам с теплофикационным отбором в максимально возможной степени, с учетом любых технических и эксплуатационных ограничений.

**Вставка 4. Не имеющий обязательной силы пример наилучшей практики: Когенерация на основе биомассы при реализации базовой линии (шаг 3.2)**

Данная методология предполагает, что когенерация технологического тепла и электроэнергии с использованием тепла на основе сжигания биомассы ( $HG_{BL,BR,y}$ ) будет приоритетнее использования ископаемого топлива. Эквивалентное количество электроэнергии ( $EL_{BL,BR,CG,y}$ ) и технологического тепла ( $HC_{BL,BR,CG,y}$ ), которое было бы произведено, определяется на основе распределения тепла на основе биомассы между различными двигателями  $i$ .

Перечень тепловых двигателей, для которых возможна когенерация электроэнергии и тепла	Распределение общего количества тепла на основе биомассы между различными тепловыми двигателями $i$	Рассчитать объем выработки электрической и тепловой энергии в каждом двигателе $i$
Тепловой двигатель $i1$ Тепловой двигатель $i2$ Тепловой двигатель $i3$ Тепловой двигатель $i4$ . . Тепловой двигатель $in$		$EL_{BL,BR,CG,y} = \frac{1}{3.6} \times \sum_i \left( \frac{1}{(HPR_{BL,i} + 1)} \times \eta_{BL,EG,CG,i} \times HG_{BL,BR,CG,y,i} \right)$ $HC_{BL,BR,CG,y} = \sum_i \left( \frac{HPR_{BL,i}}{(HPR_{BL,i} + 1)} \times \eta_{BL,EG,CG,i} \times HG_{BL,BR,CG,y,i} \right)$

45. Следующий шаг зависит от результатов вышеприведенных расчетов. Возможны следующие варианты:

- (a) Вариант 3.2.1: все тепло, которое вырабатывается на основе растительных остатков в базовой линии, используется в тепловых двигателях когенерационного типа:
- (i) Вариант 3.2.1.1: все тепло, которое вырабатывается на основе растительных остатков в базовой линии, используется в тепловых двигателях когенерационного типа и полностью соответствует потребности в технологическом тепле;
- (ii) Вариант 3.2.1.2: все тепло, которое вырабатывается на основе растительных остатков в базовой линии, используется в тепловых двигателях



когенерационного типа, но некоторые потребности в технологическом тепле по-прежнему удовлетворяются за счет использования ископаемого топлива;

- (b) Вариант 3.2.2: после удовлетворения потребности в технологическом тепле за счет тепла на основе биомассы, полученного от когенерационных установок, остаются излишки тепла, которые используются только для выработки электроэнергии.
- (c) Вариант 3.2.3: тепло на основе биомассы превышает или равняется потребности тепловых двигателей когенерационного типа:
- (i) Вариант 3.2.3.1: Количество тепла на основе биомассы равно оставшейся потребности в технологическом тепле. В этом случае не остается больше свободного тепла на основе биомассы, и потребность в технологическом тепле удовлетворена.
  - (ii) Вариант 3.2.3.2: Избыток тепла на основе биомассы не превышает оставшуюся потребность в технологическом тепле. Тогда используется все тепло биомассы и остается потребность в технологическом тепле, которую необходимо удовлетворить с помощью ископаемого топлива.
  - (iii) Вариант 3.2.3.3: Избыток тепла на основе биомассы превышает оставшуюся потребность в технологическом тепле, тогда остается некоторое количество тепла на основе биомассы для использования после удовлетворения потребности в технологическом тепле на установках по производству только электрической энергии.
46. Вариант 3.2.1.1:  $HG_{BL,BR,y} = \sum_i HG_{BL,BR,CG,y,i}$  и  $HC_{BL,y} = HC_{BL,BR,CG,y}$  Если все тепло, которое вырабатывается с использованием растительных остатков в базовой линии, будет использоваться в тепловых двигателях когенерационного типа и будет соответствовать потребностям в технологическом тепле, предполагается, что использование ископаемого топлива на территории и за ее пределами в базовой линии будет неопределенным (за исключением количества, необходимого из-за технических ограничений), поскольку оно будет зависеть от ряда факторов, которые не учитываются в данной методологии.

47. Исходя из этих предположений:

$$(a) \quad EL_{BL,FF/GR,y} = EL_{BL,y} - EL_{BL,GR,y} - EL_{BL,BR,CG,y},$$

$$(b) \quad EL_{PJ,offset,y} = 0, \text{ и}$$

$$(c) \quad EL_{BL,HG,y,f} = 0$$

Где:

$EL_{BL,FF/GR,y}$  = Неопределенная генерация электроэнергии в сети или на электростанциях площадки проекта или за ее пределами при реализации базовой линии в год  $y$  (МВтч)<sup>22</sup>

$EL_{PJ,offset,y}$  = Электроэнергия, которая вырабатывается при реализации базовой линии, превышающая выработку электроэнергии в течение года  $y$  (МВтч)

<sup>22</sup> См. уравнение 1

$EL_{BL,HG,y,f}$  = Производство электроэнергии на ископаемом топливе  $f$  при реализации базовой линии в год  $y$  (МВтч)

$f$  = Вид ископаемого топлива

48. Далее можно переходить к шагу 5: определить выбросы в результате неконтролируемого сжигания или разложения растительных остатков при реализации базовой линии.

49. Вариант 3.2.1.2:  $HG_{BL,BR,y} = \sum_i HG_{BL,BR,CG,y,i}$  и  $HC_{BL,y} > HC_{BL,BR,CG,y}$  Если все тепло, которое производится из растительных остатков в базовой линии, используется в тепловых двигателях когенерационного типа, но при этом остается потребность в технологическом тепле, предполагается, что оставшееся технологическое тепло обеспечивается за счет ископаемого топлива.

50. Исходя из этих предположений:

(a)  $HC_{balance,FF,y} = HC_{BL,y} - HC_{BL,BR,CG,y}$ , и

(b)  $EL_{balance,FF,y} = EL_{BL,y} - EL_{BL,GR,y} - EL_{BL,BR,CG,y}$ ,

Где:

$HC_{balance,FF,y}$  = Потребность в балансе технологического тепла после когенерации в год  $y$  (ГДж)

$EL_{balance,FF,y}$  = Баланс электроэнергии, произведенной с использованием ископаемого топлива, в год  $y$  (МВтч)

51. Далее можно переходить к шагу 4: определить потребность в ископаемом топливе для обеспечения баланса технологического тепла и соответствующего производства электроэнергии при реализации базовой линии.

52. Вариант 3.2.2:  $HG_{BL,BR,y} > \sum_i HG_{BL,BR,CG,y,i}$  и  $HC_{BL,y} = HC_{BL,BR,CG,y}$  Если в базовой линии вся потребность в технологическом тепле будет удовлетворяться за счет тепла на основе биомассы, и все равно останется некоторое количество тепла на основе биомассы, которое необходимо использовать, предполагается, что это тепло будет использоваться только для производства электроэнергии, т. е. без когенерации технологического тепла.

53. Разработчики проекта должны определить:

(a)  $HG_{balance,BR,PO,y} = HG_{BL,BR,y} - \sum_i HG_{BL,BR,CG,y,i}$ , и

(b)  $EL_{balance,PO,y} = EL_{BL,y} - EL_{BL,GR,y} - EL_{BL,BR,CG,y}$

Где:

$HG_{balance,BR,PO,y}$  = Баланс тепловой энергии, произведенной из растительных остатков, используемой только для производства электроэнергии (без когенерации тепла), в год  $y$  (ГДж)

$EL_{balance,PO,y}$  = Баланс электроэнергии, произведенной в режиме производства только электроэнергии (без когенерации тепла), в год  $y$  (МВтч)

54. Далее можно переходить к шагу 3.3: определить количество электроэнергии, произведенной на основе биомассы в режиме «только электроэнергия» (без когенерации тепла) при реализации базовой линии.

55. Вариант 3.2.3:  $HG_{BL,BR,y} > \sum_i HG_{BL,BR,CG,y,i}$  и  $HC_{BL,y} \geq HC_{BL,BR,CG,y}$ . Если базовая линия предусматривает наличие тепловой энергии, полученной из биомассы, которая все еще может быть использована, а также потребность в технологическом тепле, которая должна быть удовлетворена, то предполагается, что этот остаток тепловой энергии, полученной из биомассы, будет получен и использован для удовлетворения потребности в технологическом тепле без когенерации электроэнергии. Таким образом, следует рассмотреть три случая.

56. Вариант 3.2.3.1:  $HC_{BL,y} - HC_{BL,BR,CG,y} = \frac{h_{LOW,y}}{h_{HIGH,y}} \times (HG_{BL,BR,y} - \sum_i HG_{BL,BR,CG,y,i})$ . Если баланс тепла на основе биомассы (правая часть уравнения) равен оставшейся потребности в технологическом тепле (левая часть уравнения), то доступное тепло на основе биомассы отсутствует и потребность в технологическом тепле удовлетворена. Таким образом, предполагается, что использование ископаемого топлива на месте будет неопределенным в базовой линии (за исключением количества, необходимого из-за технических ограничений), поскольку оно будет зависеть от ряда факторов, которые не учитываются в данной методологии.

57. Исходя из этих предположений:

(a)  $EL_{BL,FF/GR,y} = EL_{BL,y} - EL_{BL,GR,y} - EL_{BL,BR,CG,y}$ , и

(b)  $EL_{PJ,offset,y} = 0$ , и

(c)  $FF_{BL,HG,y,f} = 0$

Где:

$EL_{BL,FF/GR,y}$  = Неопределенная электроэнергия, полученная из сети или на электростанциях площадки проекта или за ее пределами при реализации базовой линии, в год  $y$  (МВтч)

$EL_{PJ,offset,y}$  = Электроэнергия, произведенная при реализации базовой линии, превышающая выработку электроэнергии в течение года  $y$  (МВтч)

$FF_{BL,HG,y,f}$  = Потребность в ископаемом топливе для производства технологического тепла при реализации базовой линии в год  $y$  (ГДж)

$h_{LOW,y}$  = Удельная энтальпия теплоносителя на стороне потребности в технологическом тепле (ГДж/тонна)

$h_{HIGH,y}$  = Удельная энтальпия теплоносителя на стороне теплогенератора (ГДж/тонна)

58. Далее можно переходить к шагу 5: определить выбросы в результате неконтролируемого сжигания или разложения растительных остатков при реализации базовой линии.

59. Вариант 3.2.3.2:  $HC_{BL,y} - HC_{BL,BR,CG,y} > \frac{h_{LOW,y}}{h_{HIGH,y}} \times (HG_{BL,BR,y} - \sum_i HG_{BL,BR,CG,y,i})$ . Если баланс тепла на основе биомассы (правая часть уравнения) меньше, чем оставшаяся потребность в технологическом тепле (левая часть уравнения), значит, все тепло на основе биомассы было использовано и остается потребность в технологическом тепле, которую

необходимо удовлетворить. Тогда предполагается, что эта потребность в технологическом тепле будет удовлетворена за счет использования ископаемого топлива в базовой линии.

60. Исходя из этих предположений:

$$(a) \quad HC_{balance,FF,y} = (HC_{BL,y} - HC_{BL,BR,CG,y}) - \frac{h_{LOW}}{h_{HIGH}} \times \left( HG_{BL,BR,y} - \sum_i HG_{BL,BR,CG,y,i} \right)$$

и

$$(b) \quad EL_{balance,FF,y} = EL_{BL,y} - EL_{BL,GR,y} - EL_{BL,BR,CG,y}$$

Где:

$HC_{balance,FF,y}$  = Потребность в балансе технологического тепла после когенерации в году (ГДж)

$EL_{balance,FF,y}$  = Баланс электроэнергии, произведенной с использованием ископаемого топлива, в году (МВтч)

61. Далее можно переходить к шагу 4: определить потребность в ископаемом топливе для обеспечения баланса технологического тепла и соответствующего производства электроэнергии при реализации базовой линии.

62. Вариант 3.2.3.3:  $HC_{BL,y} - HC_{BL,BR,CG,y} < \frac{h_{LOW}}{h_{HIGH}} \times \left( HG_{BL,BR,y} - \sum_i HG_{BL,BR,CG,y,i} \right)$ . Если

баланс тепла на основе биомассы (правая часть уравнения) больше, чем оставшаяся потребность в технологическом тепле (левая часть уравнения), то после удовлетворения потребности в технологическом тепле остается некоторое неиспользованное количество тепла на основе биомассы. Предполагается, что это тепло будет использоваться для выработки электроэнергии в режиме «только электроэнергия», т. е. без когенерации технологического тепла.

63. Исходя из этих предположений:

$$(a) \quad HG_{balance,BR,PO,y} = \left( HG_{BL,BL,y} - \sum_i HG_{BL,BR,CG,y,i} \right) - \frac{h_{HIGH}}{h_{LOW}} \times (HC_{BL,y} - HC_{BL,BR,CG,y}), \text{ и}$$

$$(b) \quad EL_{balance,PO,y} = EL_{BL,y} - EL_{BL,GR,y} - EL_{BL,BR,CG,y}$$

Где:

$HG_{BL,BR,PO,y,j}$  = Тепло на основе биомассы, используемое в тепловом двигателе  $j$  при реализации базовой линии, в году (ГДж)

$HC_{BL,BR,CG,y}$  = Когенерация технологического тепла на основе биомассы при реализации базовой линии в году (ГДж)

$EL_{balance,PO,y}$  = Электроэнергия, произведенная без когенерации тепла (в режиме «только электроэнергия»), при реализации базовой линии в году (МВтч)

64. Далее можно переходить к шагу 3.3: определить количество электроэнергии, произведенной на основе биомассы в режиме «только электроэнергия» (без когенерации тепла), при реализации базовой линии.

**3.3.3.3. Шаг 3.3: Определить количество электроэнергии, произведенной на основе биомассы в режиме «только электроэнергия» (без когенерации тепла) при реализации базовой линии**

65. Если в сценарии базовой линии определены тепловые двигатели, производящие только электроэнергию и не когенирующие тепло, предполагается, что остаток тепла, произведенного с использованием растительных остатков, если таковой имеется, будет использоваться только в тепловых двигателях
66. Количество электроэнергии на основе биомассы, произведенной в режиме «только электроэнергия» при реализации базовой линии<sup>23</sup>, рассчитывается следующим образом:

$$EL_{BL,BR,PO,y} = \sum_i (HG_{BL,BR,PO,y,j} \times \eta_{BL,EG,PO,j}) \quad \text{Уравнение (10)}$$

Где:

- $EL_{BL,BR,PO,y}$  = Электроэнергия на основе биомассы (без когенерации) при реализации базовой линии в год  $y$  (МВтч)
- $HG_{BL,BR,PO,y,j}$  = Тепло на основе биомассы, использованное в тепловом двигателе  $j$  при реализации базовой линии, в год  $y$  (ГДж)
- $\eta_{BL,EG,PO,j}$  = Средняя эффективность производства электроэнергии тепловым двигателем  $j$  (МВтч/ГДж)

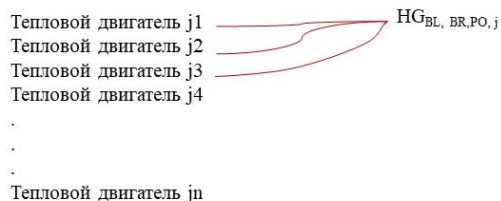
**Вставка 5. Не имеющий обязательной силы пример наилучшей практики: Электроэнергия на основе биомассы (без когенерации) при реализации базовой линии (шаг 3.3)**

Данная методология предполагает, что если в сценарии базовой линии были определены тепловые двигатели, производящие только электроэнергию, то баланс тепла, произведенного с использованием растительных остатков, если таковой имеется, будет использоваться в тепловых двигателях, работающих в режиме «только электроэнергия» (без когенерации тепла). Электроэнергия на основе биомассы без когенерации при реализации базовой линии ( $EL_{BL,BR,PO,y,j}$ ) определяется на основании распределения баланса тепловой энергии на основе биомассы между различными двигателями  $j$ .

Перечень тепловых двигателей  $j$ , производящих только электроэнергию

Распределение баланса тепла на основе биомассы между различными тепловыми двигателями  $j$

Рассчитать количество электроэнергии, произведенной в каждом тепловом двигателе



$$EL_{BL,BR,PO,y} = \sum_i (HG_{BL,BR,PO,y,j} \times \eta_{BL,EG,PO,j})$$

<sup>23</sup> Тепло на основе биомассы, используемое в тепловых двигателях, не должно превышать баланс тепла на основе биомассы, а производство электроэнергии в каждом тепловом двигателе не должно превышать общую мощность теплового двигателя.

67. В зависимости от результатов приведенных выше расчетов возможны следующие случаи:
- (a) Вариант 3.3.1: количество электроэнергии, произведенной на площадке проекта в сценарии базовой линии, равно или меньше количества электроэнергии, произведенной в проектном сценарии;
  - (b) Вариант 3.3.2: количество электроэнергии, произведенной на площадке проекта в сценарии базовой линии, больше, чем количество электроэнергии, произведенной в проектном сценарии, и в сценарии базовой линии возможен экспорт электроэнергии в сеть.
68. Вариант 3.3.1: если  $EL_{balance,PO,y} \geq EL_{BL,BR,PO,y}$ , количество электроэнергии, произведенной на площадке проекта при реализации базовой линии, равно или меньше количества электроэнергии, произведенной в проектном сценарии, разработчики проекта должны определить:
- (a)  $EL_{BL,FF/GR,y} = EL_{balance,PO,y} - EL_{BL,BR,PO,y}$ ,
  - (b)  $EL_{PJ,offset,y} = 0$ , и
  - (c)  $FF_{BL,HG,y,f} = 0$
- Где:
- $EL_{BL,FF/GR,y}$  = Неопределенная электроэнергия, полученная из сети или от электростанций на площадке проекта или за ее пределами при реализации базовой линии в год  $y$  (МВтч)
  - $EL_{PJ,offset,y}$  = Электроэнергия, вырабатываемая при реализации базовой линии, которая превышает выработку электроэнергии в год  $y$  (МВтч)
  - $FF_{BL,HG,y,f}$  = Потребность в ископаемом топливе для технологического тепла при реализации базовой линии в год  $y$  (ГДж)
69. Далее можно переходить к шагу 5: определить выбросы в результате неконтролируемого сжигания или разложения растительных остатков при реализации базовой линии.
70. Вариант 3.3.2: Если  $EL_{balance,PO,y} < EL_{BL,BR,PO,y}$ , количество электроэнергии, произведенной на площадке проекта в сценарии базовой линии, больше, чем количество электроэнергии, произведенной в проектном сценарии, и если в сценарии базовой линии был доступен экспорт в сеть, то этот результат указывает на то, что проектная деятельность приводит к снижению выработки электроэнергии, которая, скорее всего, будет поставляться из сети<sup>24</sup>. Как следствие, выбросы проекта в виде выработки электроэнергии в сети должны учитываться как  $EL_{PJ,offset,y}$ . При данных допущениях:
- (a)  $EL_{BL,FF/GR,y} = 0$ ,
  - (b)  $EL_{PJ,offset,y} = EL_{BL,BR,PO,y} - EL_{balance,PO,y}$ , и
  - (c)  $FF_{BL,HG,y,f} = 0$

---

<sup>24</sup> Такой ситуации не следует ожидать, так как приемлемая проектная деятельность в рамках данной методологии должна привести к более эффективному использованию биомассы, что должно привести к избыточному производству электроэнергии по сравнению с базовым сценарием.

Где

- $EL_{BL,FF/GR,y}$  = Неопределенная электроэнергия, полученная из сети или от электростанций на площадке проекта или за ее пределами при реализации базовой линии в год  $y$  (МВтч)
- $EL_{PJ,offset,y}$  = Электроэнергия, вырабатываемая при реализации базовой линии, которая превышает выработку электроэнергии в год  $y$  (МВтч)
- $FF_{BL,HGy,f}$  = Потребность в ископаемом топливе для технологического тепла при реализации базовой линии в год  $y$  (ГДж)

71. Далее можно переходить к шагу 5: определить выбросы в результате неконтролируемого сжигания или разложения растительных остатков при реализации базовой линии.

### 3.3.4. Шаг 4: Определить потребность в ископаемом топливе для обеспечения баланса технологического тепла и соответствующего производства электроэнергии при реализации базовой линии

#### 3.3.4.1. Шаг 4.1: Определить когенерацию технологического тепла и электроэнергии на основе ископаемого топлива и оставшуюся потребность в технологическом тепле при реализации базовой линии

72. Если количество имеющихся растительных остатков недостаточно для выработки тепла<sup>25</sup>, необходимого для удовлетворения потребности в технологическом тепле, предполагается, что она удовлетворяется за счет ископаемого топлива, что приводит к соответствующим выбросам при реализации базовой линии. При наличии мощностей когенерации на ископаемом топливе предполагается, что оставшаяся потребность в технологическом тепле будет сначала удовлетворяться за счет когенерации, а затем за счет прямого использования тепла, вырабатываемого теплогенераторами.

73. Количество электроэнергии, произведенной в результате когенерации, и количество тепла, которое необходимо произвести с использованием ископаемого топлива в теплогенераторах для питания когенерационного теплового двигателя  $i$ , рассчитывается следующим образом<sup>26</sup>:

$$HG_{BL,FF,CG,y,i} = \frac{(HPR_{BL,i} + 1 + GGL_{default})}{HPR_{BL,i}} \times HC_{BL,FF,CG,y,i} \quad \text{Уравнение (11)}$$

Где:

- $HG_{BL,FF,CG,y,i}$  = Тепло, полученное на основе ископаемого топлива и использованное в тепловом двигателе  $i$  при реализации базовой линии в год  $y$  (ГДж)
- $HC_{BL,CG,FF,y}$  = Технологическое тепло на основе ископаемого топлива, произведенное когенератором при реализации базовой линии в год  $y$  (ГДж)

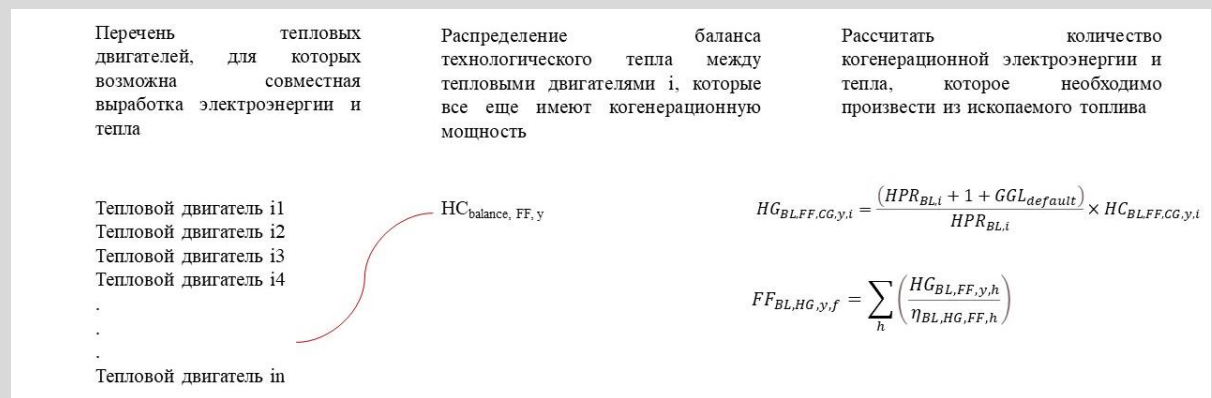
<sup>25</sup> Варианты 3.2.2 и 3.2.4.3 выше.

<sup>26</sup> Когенерация технологического тепла на основе ископаемого топлива ( $HC_{BL,FF,CG,y,i}$ ) не должна превышать баланс потребности в технологическом тепле ( $HC_{balance,FF,y}$ ).

- $GGL_{default}$  = Значение по умолчанию для потерь, связанных с группой электрогенераторов (турбина, муфты и электрогенератор) (Значение по умолчанию – 0,05) (коэффициент)
- $HPR_{BL,i}$  = Соотношение тепловой и электрической энергии теплового двигателя  $i$  при реализации базовой линии (коэффициент)

**Вставка 6. Не имеющий обязательной силы пример наилучшей практики: Когенерация на основе ископаемого топлива при реализации базовой линии (шаг 4.1)**

Данная методология предполагает, что во многих случаях количество имеющихся растительных остатков недостаточно для выработки тепла, необходимого для удовлетворения потребности в технологическом тепле. В таких случаях, а также если в сценарии базовой линии были определены теплогенераторы на ископаемом топливе, предполагается, что баланс технологического тепла удовлетворяется за счет ископаемого топлива. Количество когенерационной электроэнергии и тепла, которое должно быть произведено за счет ископаемого топлива, определяется на основе распределения баланса тепла между различными двигателями  $i$ .



74. Если после шага 4.1  $HC_{balance,FF,y} > HC_{BL,FF,CG,y}$  все еще существует потребность в технологическом тепле, которую необходимо удовлетворить, то предполагается, что этот баланс технологического тепла будет вырабатываться на основе ископаемого топлива и использоваться для удовлетворения потребности в технологическом тепле без когенерации электроэнергии до тех пор, пока потребность в технологическом тепле не будет полностью удовлетворена.

$$HG_{BL,FF,DHE,y} = (HC_{balance,FF,y} - HC_{BL,FF,CG,y}) \times \frac{h_{HIGH,y}}{h_{LOW,y}} \quad \text{Уравнение (12)}$$

$$HG_{BL,FF,y} = HG_{BL,FF,CG,y} + HG_{BL,FF,DHE,y} \quad \text{Уравнение (13)}$$

Где:

$HC_{balance,FF,y}$  = Баланс потребности в технологическом тепле после когенерации в год  $y$  (ГДж)

$HC_{BL,FF,CG,y}$  = Когенерация технологического тепла на основе ископаемого топлива при реализации базовой линии в год  $y$  (ГДж)

$h_{LOW,y}$  = Удельная энтальпия теплоносителя на стороне спроса на технологическое тепло (ГДж/тонна)



$h_{HIGH,y}$	=	Удельная энтальпия теплоносителя на стороне теплогенератора (ГДж/тонна)
$HG_{BL,FF,y}$	=	Производство тепла на основе ископаемого топлива при реализации базовой линии в год $y$ (ГДж)
$HG_{BL,FF,DHE,y}$	=	Тепло на основе ископаемого топлива, использованное для удовлетворения потребности в технологическом тепле путем прямого отвода тепла, при реализации базовой линии в год $y$ (ГДж)
$HG_{BL,FF,CG,y}$	=	Когенерация тепла на основе ископаемого топлива при реализации базовой линии в год $y$ (ГДж)

75. В зависимости от результатов приведенных выше расчетов возможны следующие случаи:
- (a) Вариант 4.1.1: количество электроэнергии, произведенной при реализации базовой линии, равно или меньше количества электроэнергии, произведенной в проектном сценарии;
  - (b) Вариант 4.1.2: количество электроэнергии, произведенной при реализации базовой линии, превышает количество электроэнергии, произведенной в проектном сценарии, и в сценарии базовой линии доступен экспорт электроэнергии в сеть.
76. Вариант 4.1.1:  $EL_{balance,FF,y} \geq EL_{BL,FF,y}$ : Количество электроэнергии, произведенной при реализации базовой линии, либо равно, либо меньше количества электроэнергии, произведенной в проектном сценарии. Для определения итоговых выбросов при реализации базовой линии разработчики проекта должны определить:
- (a)  $EL_{BL,FF/GR,y} = EL_{balance,FF,y} - EL_{BL,FF,y}$ , и
77.  $EL_{PJ,offset,y} = 0$ , тогда следует перейти к шагу 4.2.
78. Вариант 4.1.2:  $EL_{balance,FF,y} < EL_{BL,FF,y}$  Количество электроэнергии, произведенной при реализации базовой линии, превышает количество электроэнергии, произведенной в проектном сценарии. Если в сценарии базовой линии доступен экспорт электроэнергии в сеть, этот результат указывает на то, что проектная деятельность приводит к снижению выработки электроэнергии, которая, скорее всего, будет поставляться из сети. Как следствие, проектные выбросы в виде выработки электроэнергии в сети должны учитываться через параметр  $EL_{PJ,offset,y}$ .
79. Разработчики проекта должны определить:
- (a)  $EL_{BL,FF/GR,y} = 0$ , и
  - (b)  $EL_{PJ,offset,y} = EL_{BL,FF,y} - EL_{balance,FF,y}$

Затем следует перейти к шагу 4.2.

**3.3.4.2. Шаг 4.2: Определить производство тепла при реализации базовой линии для обеспечения когенерации тепла и электроэнергии на основе ископаемого топлива и тепла для обеспечения баланса технологического тепла**

80. Оценить общее количество ископаемого топлива, необходимого для выработки тепла, требуемого для когенерации<sup>27</sup> в шаге 4.1, и баланс технологического тепла следующим образом:

$$\sum_h HG_{BL,FF,y,h} = HG_{BL,FF,DHE,y} + HG_{BL,FF,CG,y} \quad \text{Уравнение (14)}$$

$$FF_{BL,HG,y,f} = \sum_h \left( \frac{HG_{BL,FF,y,h}}{\eta_{BL,HG,FF,h}} \right) \quad \text{Уравнение (15)}$$

Где:

- $FF_{BL,HG,y,f}$  = Потребность в ископаемом топливе для технологического тепла при реализации базовой линии в год  $y$  (ГДж)
- $HG_{BL,FF,y,h}$  = Производство тепла на основе ископаемого топлива в теплогенераторе  $h$  при реализации базовой линии в год  $y$  (ГДж)
- $\eta_{BL,HG,FF,h}$  = Эффективность производства тепла на основе ископаемого топлива при реализации базовой линии для теплогенератора  $h$  (коэффициент)<sup>28</sup>
- $HG_{BL,FF,DHE,y}$  = Тепловая энергия на основе ископаемого топлива, используемая для удовлетворения потребности в технологическом тепле путем прямого отвода тепла при реализации базовой линии в год  $y$  (ГДж)
- $HG_{BL,FF,CG,y}$  = Когенерация тепла на основе ископаемого топлива при реализации базовой линии в год  $y$  (ГДж)

81. Общее количество тепла, которое необходимо получить с использованием ископаемого топлива ( $HG_{BL,FF,y}$ ), должно быть распределено между различными теплогенераторами ( $HG_{BL,FF,y,h}$ ) таким образом, чтобы максимально увеличить эффективность производства тепла (с учетом разницы в теплотворной способности различных теплоносителей) до уровня, необходимого для удовлетворения баланса потребности в технологическом тепле.

<sup>27</sup> Выработка тепла в каждом теплогенераторе ( $HG_{BL,FF,y,h}$ ) не должна превышать общую мощность теплогенератора.

<sup>28</sup> В случае подключения к системе централизованного теплоснабжения или системе теплоснабжения за пределами территории проекта, из которой невозможно определить отдельные источники, система централизованного теплоснабжения считается наиболее эффективным источником тепла. Мощность системы централизованного теплоснабжения считается неограниченной, если только не может быть обосновано (на основании данных о потреблении за прошлые периоды или контрактов на покупку тепловой энергии), что количество тепла, которое будет потребляться из системы централизованного теплоснабжения или поставляться в систему централизованного теплоснабжения, ограничено. Коэффициент выбросов для системы централизованного теплоснабжения считается равным 0.

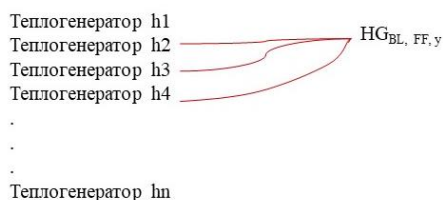
**Вставка 7. Не имеющий обязательной силы пример наилучшей практики: Производство тепла для обеспечения когенерации на ископаемом топливе при реализации базовой линии (шаг 4.2)**

Данная методология учитывает, что в рамках сценария базовой линии может быть установлено несколько теплогенераторов. В таких случаях общее количество тепла, которое необходимо получить за счет потребления ископаемого топлива, распределяется между различными теплогенераторами  $h$ , чтобы определить общее количество ископаемого топлива, необходимого для выработки тепла, требуемого для когенерации и для баланса технологического тепла.

Перечень теплогенераторов, использующих ископаемое топливо в сценарии базовой линии

Распределение общего производства тепла от ископаемого топлива между различными теплогенераторами  $h$

Оценить общее количество ископаемого топлива для когенерации и баланса технологического тепла



$$\sum_h HG_{BL, FF, y, h} = HG_{BL, FF, DHE, y} + HG_{BL, FF, CG, y}$$

$$FF_{BL, HG, y, f} = \sum_h \left( \frac{HG_{BL, FF, y, h}}{\eta_{BL, HG, FF, h}} \right)$$

**3.3.5. Шаг 5: Определить выбросы в результате неконтролируемого сжигания или разложения растительных остатков при реализации базовой линии**

82. Расчет выбросов от неконтролируемого сжигания или разложения растительных остатков в результате реализации базовой линии является опциональным, и разработчики проекта могут решить, включать эти источники выбросов или нет. Если разработчики проекта желают учесть эти источники выбросов, то следует придерживаться приведенной ниже процедуры, а также определить выбросы от сжигания растительных остатков в рамках проектной деятельности. В противном случае данный раздел применять не нужно, и выбросы при реализации проектной деятельности не должны включать выбросы от сжигания растительных остатков.
83. Выбросы в результате неконтролируемого сжигания или разложения растительных остатков определяются при реализации базовой линии только для тех категорий растительных остатков, для которых в качестве сценария базовой линии были выбраны В1, В2 или В3.
84. Выбросы определяются отдельно для категорий растительных остатков, для которых применяются сценарии В1 и В3 (аэробное разложение или неконтролируемое сжигание), и для категорий растительных остатков, для которых применяется сценарий В2 (анаэробное разложение):

$$BE_{BR, y} = BE_{BR, B1/B3, y} + BE_{BR, B2, y} \quad \text{Уравнение (16)}$$

Где:

$BE_{BR, y}$  = Выбросы в результате утилизации растительных остатков при реализации базовой линии в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>-экв.)

$BE_{BR, B1/B3, y}$  = Выбросы в результате аэробного разложения или неконтролируемого сжигания растительных остатков при реализации базовой линии в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>)

$BE_{BR,B2,y}$  = Выбросы в результате анаэробного разложения растительных остатков при реализации базовой линии в год  $y$  (т  $CO_2$ )

### 3.3.5.1. Шаг 5.1: Определить $BE_{BR,B1/B3,y}$

85. Для категорий растительных остатков, в отношении которых наиболее вероятным сценарием базовой линии является либо то, что растительные остатки будут захоронены или оставлены для разложения в преимущественно аэробных условиях (B1), либо сожжены неконтролируемым образом без использования их в энергетических целях (B3), выбросы при реализации базовой линии рассчитываются исходя из того, что для обоих сценариев (аэробное разложение и неконтролируемое сжигание) растительные остатки будут сожжены неконтролируемым образом.

86. Выбросы при реализации базовой линии рассчитываются следующим образом:

$$BE_{BR,B1/B3,y} = GWP_{CH4} \times \sum_n BR_{B1/B3,n,y} \times NCV_{BR,n,y} \times EF_{BR,n,y} \quad \text{Уравнение (17)}$$

Где:

$BE_{BR,B1/B3,y}$  = Выбросы в результате аэробного разложения или неконтролируемого сжигания растительных остатков при реализации базовой линии в год  $y$  (т  $CO_2$ )

$GWP_{CH4}$  = Потенциал глобального потепления метана, действительный для периода действия обязательств (т  $CO_2$ /т  $CH_4$ )

$BR_{BR,B1/B3,n,y}$  = Количество растительных остатков категории  $n$ , использованных в проектной деятельности в год  $y$ , для которых сценарием базовой линии является B1 или B3 (тонн на сухой основе)

$NCV_{BR,n,y}$  = Чистая теплотворная способность растительных остатков категории  $n$  в год  $y$  (ГДж/тонна на сухой основе)

$EF_{BR,n,y}$  = Коэффициент выбросов  $CH_4$  при неконтролируемом сжигании растительных остатков категории  $n$  в течение года  $y$  (т  $CH_4$ / ГДж)

$n$  = Категория растительных остатков

87. Для определения коэффициента выбросов  $CH_4$  ( $EF_{BR,n,y}$ ) разработчики проекта могут проводить измерения или использовать значения по умолчанию.

88. В отсутствие более точной информации для  $NCV_{BR,n,y}$  и  $EF_{BR,n,y}$ .<sup>29</sup> рекомендуется использовать значение по умолчанию 0,0027 т  $CH_4$ /т биомассы, скорректированное на коэффициент консервативности (т. е. 0,73) для устранения высокого уровня неопределенности. В этом случае следует использовать коэффициент выбросов 0,001971 т  $CH_4$ /т биомассы.<sup>30</sup>

<sup>29</sup> Руководящие принципы МГЭИК 2006 года, том 4, таблица 2.5, значение по умолчанию для остатков сельскохозяйственного производства.

<sup>30</sup> Руководящие принципы МГЭИК 2006 года, том 4, таблица 2.5, значение по умолчанию для остатков сельскохозяйственного производства.

### Вставка 8. Не имеющий обязательной силы пример наилучшей практики: Выбросы при реализации базовой линии в результате неконтролируемого сжигания (шаг 5.1)

Разработчики проекта могут выбрать учет выбросов при реализации базовой линии в результате неконтролируемого сжигания для тех категорий растительных остатков, сценарий базовой линии которых был определен как В1 (растительные остатки захоранивают или оставляют для разложения в основном в аэробных условиях) или В3 (растительные остатки сжигают неконтролируемым образом).

Пример: Проектная деятельность включает использование древесных отходов, которые при реализации базовой линии сжигаются неконтролируемым образом, и пустых фруктовых гроздей, которые оставляют для аэробного разложения. Разработчики проекта предпочитают определять выбросы при реализации базовой линии в результате неконтролируемого сжигания биомассы на основе контролируемых количеств каждого вида биомассы и коэффициента выбросов по умолчанию 0,001971 т СН<sub>4</sub>/т биомассы.

$$BE_{BR,B1/B3,y} = GWP_{CH4} \times (BR_{woodresidues,y} + BR_{emptyfruitbunches,y}) \times 0.001971 \text{ (tCH}_4\text{/t)}$$

#### 3.3.5.2. Шаг 5.2: Определить $BE_{BR, B2,y}$

89. Для категорий растительных остатков, описанных в таблице категорий растительных остатков, для которых наиболее вероятным альтернативным сценарием является разложение остатков в явно анаэробных условиях (случай В2), разработчики проекта должны рассчитать выбросы при реализации базовой линии, используя Приложение 8. Переменная  $BE_{CH4, SWDS,y}$ , рассчитанная с помощью приложения, соответствует  $BE_{BR,B2,y}$  в данной методологии. Разработчики проекта должны использовать в качестве количества отходов, избежавших захоронения ( $W_{j,x}$ ), то количество растительных остатков ( $BR_{n,B2,y}$ ), для которого В2 был определен в качестве сценария базовой линии.
90. Определение  $BR_{n, B2,y}$  должно основываться на контролируемых количествах растительных остатков, используемых на электростанциях, включенных в границу проекта. Если все растительные остатки по альтернативному сценарию В2 поступают из одного конкретного источника, то возможно непосредственно использовать контролируемые количества растительных остатков, используемых из этого источника на электростанции, входящей в границу проекта. Если только часть растительных остатков из одного источника будет захоронена и оставлена для разложения в явно анаэробных условиях (В2), распределение должно быть сделано в соответствии с информацией, представленной в ПТД. Распределение должно быть консервативным и соответствовать указаниям, представленным для  $BR_{B4,n,y}$ .
91. Разработчик проекта имеет право использовать методологии и коэффициенты выбросов СО<sub>2</sub>, законодательно утвержденные на территории Российской Федерации. В этом случае разработчик проекта должен самостоятельно определить наиболее подходящий подход и уровень, на котором будут применяться методологии, задокументировать и обосновать применяемые алгоритмы для органа валидации и верификации. Минимальные требования к определению базовой линии для климатических проектов, которые реализуются и используются для выпуска углеродных единиц на территории Российской Федерации, установлены в Приказе Минэкономразвития России (от 11.05.2022 № 248)<sup>31</sup>. Подходы, предложенные в данной методологии, соответствуют стандартизированному подходу, применяемому на международном уровне.

<sup>31</sup> Приказ Минэкономразвития 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 отчета о реализации климатического проекта».

#### **4. Период кредитования проекта**

92. Дата начала проектной деятельности не регламентируется.
93. 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.
94. 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.
95. Дополнительность и базовая линия должны оцениваться на момент начала кредитного периода и подтверждаться либо пересматриваться на момент начала следующего 5-летнего этапа, если проект проводится в 3 фазы по 5 лет.

#### **5. Дополнительность**

96. Дополнительность должна быть продемонстрирована с помощью Руководства № 001 «Обоснование дополнительности проектной деятельности»<sup>32</sup> с учетом особенностей, изложенных в настоящем разделе.
97. Существующие меры и государственные программы, актуальные для данной проектной деятельности, должны быть четко указаны в ПТД и включены в оценку дополнительности.
98. Определение альтернатив проектной деятельности, соответствующих действующим законам и нормативным актам, выполняется в соответствии с Руководством № 001.
99. Разработчику проекта необходимо предоставить прозрачные и документированные доказательства, а также предложить консервативную интерпретацию этих документированных доказательств и того, как они демонстрируют существование и значимость выявленных барьеров.
100. Необходимо проверить, существуют ли запланированные инструменты в виде финансовых и/или организационных мероприятий, которые могут помочь преодолеть выявленные барьеры в течение периода кредитования. Подобные инструменты следует описать, указать срок их реализации, дать консервативную оценку достаточности / недостаточности этих механизмов для преодоления выявленных барьеров в период кредитования. Применение финансовых и/или организационных мероприятий должно отслеживаться в течение срока действия проекта.

#### **6. Требования к плану мониторинга**

101. 100 % данных должны контролироваться, если иное не указано в таблицах Приложений 3 и 4. В зависимости от вида данных параметры необходимо постоянно отслеживать или рассчитать всего один раз в течение периода кредитования.

---

<sup>32</sup> 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». Руководство № 001 носит рамочный характер и дает общее представление о методах и подходах к демонстрации дополнительности проектной деятельности. Методология (разделы 5.1 и 5.2) конкретизирует подход, изложенный в Руководстве, применительно к данному типу проекта.

102. Все измерения должны проводиться с помощью откалиброванного измерительного оборудования в соответствии с отраслевыми стандартами. Разработчику проекта необходимо отразить в ПТД информацию о применяемой системе обеспечения качества данных. Это могут быть сведения касающиеся инвентаризации, идентификации и описания используемого измерительного оборудования; описание процедур обеспечения качества / контроля качества в рамках мониторинга; организационные процедуры; данные калибровки и поверки измерительного оборудования; подключение стандартного оборудования к эталонным образцам; процедура хранения записей.
103. Все данные, собранные в рамках мониторинга, должны архивироваться в электронном виде и храниться не менее двух лет после окончания последнего периода кредитования.
104. Если разработчик предполагает использовать различные виды данных (измерения, значения по умолчанию), необходимо задокументировать используемые варианты. Расчет параметров, коэффициентов выбросов, исходных данных должен быть задокументирован в электронном виде и приложен к проектно-технической документации. Документация должна включать все данные, использованные для расчета коэффициентов выбросов и иных параметров. Данные должны быть представлены таким образом, чтобы можно было воспроизвести расчет.
105. Данные и параметры, отслеживаемые или не отслеживаемые в ходе проектной деятельности, приведены в Приложениях 3 и 4.

## 7. Проектный сценарий

106. Разработчик проекта должен задокументировать и обосновать в ПТД применяемые алгоритмы для органа по валидации и верификации. Разработчик проекта вправе использовать методики и коэффициенты выбросов CO<sub>2</sub>, законодательно утвержденные на территории Российской Федерации<sup>33</sup>. 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.
107. Минимальные требования к определению проектных выбросов для проектов, реализуемых и выпускающих углеродные единицы на территории Российской Федерации, определены в Приказе Минэкономразвития России от 11.05.2022 № 248<sup>Ошибка! Закладка не определена.</sup>. Предлагаемые в данной методологии подходы согласуются со стандартизированным подходом, применяемым на международном уровне.

### 7.1. Сокращение выбросов

108. Сокращение выбросов рассчитывается следующим образом:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad \text{Уравнение (18)}$$

<sup>33</sup> 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».

Где:

$ER_y$	=	Сокращение выбросов в год $y$ (т CO <sub>2</sub> )
$BE_y$	=	Базовые выбросы в год $y$ (т CO <sub>2</sub> )
$PE_y$	=	Выбросы при реализации проектной деятельности в год $y$ (т CO <sub>2</sub> )
$LE_y$	=	Утечка выбросов в год $y$ (т CO <sub>2</sub> )

## 7.2. Выбросы при реализации проектной деятельности

109. Выбросы при реализации проектной деятельности рассчитываются следующим образом:

$$PE_y = PE_{Biomass,y} + PE_{FF,y} + PE_{GR1,y} + PE_{GR2,y} + PE_{CBR,y} + PE_{BG2,y} \quad \text{Уравнение (19)}$$

Где:

$PE_y$	=	Выбросы при реализации проектной деятельности в год $y$ (т CO <sub>2</sub> )
$PE_{Biomass,y}$	=	Выбросы при реализации проектной деятельности, связанные с биомассой и растительными остатками в год $y$ (т CO <sub>2</sub> )
$PE_{FF,y}$	=	Выбросы в течение года $y$ в результате потребления ископаемого топлива на территории проекта (т CO <sub>2</sub> )
$PE_{GR1,y}$	=	Выбросы в течение года $y$ в результате импорта электроэнергии из сети на территорию проекта (т CO <sub>2</sub> )
$PE_{GR2,y}$	=	Выбросы в результате сокращения выработки электроэнергии на территории проекта в год $y$ (т CO <sub>2</sub> )
$PE_{CBR,y}$	=	Выбросы от сжигания биомассы в течение года $y$ (т CO <sub>2</sub> -экв.)
$PE_{BG2,y}$	=	Выбросы от производства биогаза в год $y$ (т CO <sub>2</sub> -экв.)

### 7.2.1. Расчет $PE_{Biomass,y}$

110.  $PE_{Biomass,y}$  определяется на основе Приложения 10 и включает следующие источники выбросов:

- выбросы при реализации проектной деятельности, возникающие в результате выращивания биомассы на выделенной плантации в рамках проектной деятельности, использующей биомассу ( $PE_{BC}$ );
- выбросы при реализации проектной деятельности в результате транспортировки биомассы ( $PE_{BT}$ );
- выбросы при реализации проектной деятельности в результате переработки биомассы ( $PE_{BP}$ );
- выбросы при реализации проектной деятельности в результате транспортировки растительных остатков ( $PE_{BRT}$ ), если проект потребляет растительные остатки;
- выбросы при реализации проектной деятельности в результате переработки растительных остатков ( $PE_{BRP}$ ), если проект потребляет растительные остатки.



### 7.2.2. Расчет $PE_{FF,y}$

111. Следующие источники выбросов должны быть включены в расчет  $PE_{FF,y}$ :

- (a) Выбросы от потребления ископаемого топлива на территории проекта для производства электроэнергии и тепла. Сюда входят все ископаемые виды топлива, используемые на территории проекта в теплогенераторах (например, котлах) для производства электроэнергии и тепла.
- (b) Выбросы от потребления ископаемого топлива на месте эксплуатации вспомогательного оборудования и систем, связанных с производством электрической и тепловой энергии. Сюда входит ископаемое топливо, необходимое для работы вспомогательного оборудования, связанного с электро- и теплостанциями (например, насосов, вентиляторов, контрольно-измерительных приборов и т. д.), которое не учитывается в пункте (a) выше.

112. Для расчета  $PE_{FF,y}$  необходимо использовать Приложение 1. Следует включить все процессы сжигания  $j$ , описанные в пунктах выше.

113. Ископаемое топливо, необходимое для работы оборудования, связанного с подготовкой, хранением, переработкой и транспортировкой топлива и биомассы и/или растительных остатков на территории проекта или за ее пределами (например, для механической обработки биомассы, конвейеров, сушилок, гранулирования, измельчения, процессов брикетирования и т. д.), должно рассматриваться как  $PE_{Biomass,y}$ .

#### **Вставка 9. Не имеющий обязательной силы пример наилучшей практики: Выбросы, связанные с потреблением ископаемого топлива**

Участникам проекта необходимо определить объем выбросов при реализации проектной деятельности, связанных с потреблением ископаемого топлива, принимая во внимание потребление ископаемого топлива для производства электроэнергии и тепла на территории проекта, а также потребление ископаемого топлива на территории проекта для работы вспомогательного оборудования и систем, связанных с производством электроэнергии и тепла.

Пример: В проектной деятельности используется ископаемое топливо, закупаемое на рынке, в качестве вспомогательного топлива при производстве электроэнергии и тепла.

Количество закупаемого ископаемого топлива подлежит постоянному контролю с использованием массовых или объемных расходомеров с перепроверкой на основании счетов на оплату, которые можно отнести на соответствующую проектную деятельность.

### 7.2.3. Расчет $PE_{GR1,y}$

114. Если электроэнергия импортируется из сети на территорию проекта в течение года  $y$ , соответствующие выбросы должны быть учтены как выбросы при реализации проектной деятельности следующим образом:

$$PE_{GR1,y} = EF_{EG,GR,y} \times EL_{PJ,imp,y} \quad \text{Уравнение (20)}$$

Где:

$PE_{GR1,y}$  = Выбросы в течение года  $y$  в результате импорта электроэнергии из сети на территорию проекта (т CO<sub>2</sub>)

$EL_{PJ,imp,y}$  = Импорт электроэнергии из сети в год  $y$  (МВтч)

$EF_{EG,GR,y}$  = Коэффициент выбросов от сети в год  $y$  (т CO<sub>2</sub> /МВтч)

#### 7.2.4. Расчет $PE_{GR2,y}$

115. Если  $EL_{balance,PO,y} < EL_{BL,BR,PO,y}$  или  $EL_{balance,FF,y} < EL_{BL,FF,y}$ , количество электроэнергии, произведенной на территории проекта в базовом сценарии, больше, чем количество электроэнергии, произведенной в проектном сценарии. В таких случаях предполагается, что в течение года  $y$  будет произведено эквивалентное количество электроэнергии, чтобы компенсировать это снижение выработки электроэнергии на территории проекта. Соответствующие выбросы должны быть учтены как выбросы при реализации проектной деятельности следующим образом:

$$PE_{GR2,y} = EF_{EG,GR,y} \times EL_{PJ,offset,y} \quad \text{Уравнение (21)}$$

Где:

$PE_{GR2,y}$  = Выбросы в результате сокращения выработки электроэнергии на территории проекта в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>)

$EF_{EG,GR,y}$  = Коэффициент выбросов от сети в год  $y$  (тCO<sub>2</sub> /МВтч)

$EL_{PJ,offset,y}$  = Электроэнергия, которая была бы выработана в базовом сценарии, превышающем выработку электроэнергии в течение года  $y$  (МВтч)

#### 7.2.5. Расчет $PE_{CBR,y}$

116. Если разработчики проекта решили включить выбросы в результате неконтролируемого сжигания или разложения растительных остатков ( $BE_{CBR,y}$ ) в расчет базовых выбросов, то выбросы от сжигания этой категории растительных остатков также должны быть включены в проектный сценарий. В противном случае этот источник выбросов может быть исключен. Соответствующие выбросы рассчитываются следующим образом:

$$PE_{CBR,y} = GWP_{CH_4} \times EF_{CH_4,BR} \times \sum_n BR_{PJ,n,y} \times NCV_{BR,n,y} \quad \text{Уравнение (22)}$$

Где:

$PE_{CBR,y}$  = Выбросы от сжигания растительных остатков в течение года  $y$  (тCO<sub>2</sub>-экв.)

$GWP_{CH_4}$  = Потенциал глобального потепления метана действительный для периода действия обязательств (тCO<sub>2</sub> /тCH<sub>4</sub>)

$EF_{CH_4,BR}$  = Коэффициент выбросов CH<sub>4</sub> при сжигании растительных остатков на предприятии проекта (тCH<sub>4</sub> /ГДж)

$BR_{PJ,n,y}$  = Количество растительных остатков категории  $n$ , использованных в проектной деятельности в год  $y$  (тонн на сухой основе)

$NCV_{BR,n,y}$  = Чистая теплотворная способность растительных остатков категории  $n$  в год  $y$  (ГДж/тонна на сухой основе)

117. Для определения коэффициента выбросов CH<sub>4</sub> ( $EF_{CH_4,BR}$ ) участники проекта могут проводить измерения на территории предприятия или использовать значения по умолчанию МГЭИК, как указано в **Ошибка! Источник ссылки не найден.** ниже. Неопределенность

коэффициента выбросов  $\text{CH}_4$  во многих случаях относительно высока. Для того чтобы отразить это и для обеспечения консервативных оценок сокращения выбросов, к коэффициенту выбросов  $\text{CH}_4$  применяется консервативный коэффициент 1,37.

**Таблица 3. Коэффициенты выбросов  $\text{CH}_4$  по умолчанию при сжигании растительных остатков** <sup>34</sup>

	<b>Коэффициент выбросов по умолчанию (кг <math>\text{CH}_4</math> / ТДж)</b>	<b>Предполагаемая неопределенность</b>
Древесные отходы	30	300%
Сульфитные щелоки	3	300%
Другие твердые растительные остатки	30	300%
Жидкие растительные остатки	3	300%

### 7.2.6. Расчет $PE_{BG2,y}$

118. В случае если проект включает биогаз, учет выбросов проекта, связанных с производством биогаза, зависит от выбранного базового сценария для биогаза и от того, получен ли биогаз от ранее зарегистрированной проектной деятельности, в соответствии со следующими положениями:

- (1) В случае, если биогаз поставляется в рамках ранее зарегистрированной проектной деятельности, выбросы при реализации проектной деятельности будут указаны в ПТД ранее зарегистрированной проектной деятельности.
- (2) В случае, если биогаз не обеспечивается ранее зарегистрированной проектной деятельностью:
  - (1) Если выбран базовый сценарий BG1, то выбросы при реализации проектной деятельности должны быть включены в эту предлагаемую проектную деятельность. Источник выбросов должен включать выбросы при реализации проектной деятельности от физической утечки метана.
  - (2) В случае базового сценария BG2 и/или BG3 не нужно включать выбросы при реализации проектной деятельности.

### 7.3. Управление рисками

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

- (1) перечень основных этапов реализации климатического проекта;
- (2) перечень и описание рисков, которые могут возникнуть на каждом этапе климатического проекта;

<sup>34</sup> Значения основаны на Руководящих принципах МГЭИК 2006 года, том 2, глава 2, таблицы 2.2 - 2.6.

- (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.
120. Рекомендуемая для заполнения таблица, отражающая результат принятых мер по управлению рисками, приведена в Приложении 5.

## **8. Оценка выбросов от утечек в ходе реализации проекта**

121. Согласно Приказу Минэкономразвития России от 11.05.2022 № 248<sup>35</sup> мероприятия проекта не должны приводить к совокупному увеличению массы выбросов парниковых газов или снижению уровня их поглощения вне области влияния таких мероприятий. При этом необходимо принимать во внимание и полностью учитывать тот факт, что если утечки в ходе реализации проекта<sup>36</sup> существуют, то они должны быть оценены.
122. 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.
123. Разработчик проекта должен указать в ПТД учитываемые источники утечек. Если источники выбросов не учитываются, разработчику проекта необходимо предоставить соответствующее обоснование в ПТД.

## **9. Анализ риска непостоянства**

124. Не применимо к данной проектной деятельности.

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

125. Климатический проект должен демонстрировать соответствие всем требованиям законодательства в той юрисдикции, где он расположен (включая, помимо прочего, методики из раздела «Нормативные ссылки»). Разработчику проекта необходимо минимизировать риск того, что его проект может привести к негативным последствиям для местных сообществ, биоразнообразия и окружающей среды. Проект не должен приводить к увеличению загрязнения атмосферы, почвы, поверхностных и грунтовых вод, а также к

---

<sup>35</sup> Приложение № 1 к приказу Минэкономразвития России от 11.05.2022 № 248, пункт "в".

<sup>36</sup> 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).

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.

126. Разработчику проекта необходимо избегать двойного учета Ошибка! Закладка не определена. 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.

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

127. 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.
128. 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).
129. 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.
130. Демонстрация достоверности первоначальной базовой линии или ее обновления требует не повторной оценки базового сценария, а скорее оценки выбросов, которые могли бы произойти в результате этого сценария. Дополнительность при возобновлении периода кредитования проверяется на соответствие критериям в рамках Руководства № 001 «Обоснование дополнительной проектной деятельности» на дату начала нового периода кредитования.
131. 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.
132. Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии и обновление базовой линии при продлении периода кредитования. Процедура оценки 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. Дальнейшие детали процедуры описаны в Приложении 9.

## 12. Нормативные ссылки

ACM0006 Large-scale Consolidated Methodology Electricity and heat generation from biomass. Version 16.0. CDM Methodology.

Приказ Министерства экономического развития России от 11.05.2022 № 248 «Об утверждении критериев и порядка отнесения проектов, реализуемых юридическими лицами, индивидуальными предпринимателями или физическими лицами, к климатическим проектам, формы и порядка представления отчетности о реализации климатического проекта» (зарегистрирован в Министерстве юстиции России 30.05.2022 № 68642).

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

ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 2. Требования и Рекомендации к документам по количественной оценке, мониторингу и отчетности для проектов по сокращению выбросов парниковых газов или увеличению их поглощения на уровне проекта (утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1030-ст).

ГОСТ Р ИСО 14064-3-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 3. Требования и Руководство по валидации и верификации отчетности о парниковых газах (утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1031-ст).

ГОСТ Р ИСО 14065-2014. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Требования к органам по валидации и верификации парниковых газов для их применения при аккредитации или иных формах признания (утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 26.11.2014 № 1869-ст).

ГОСТ Р ИСО 14080-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Управление парниковыми газами и сопутствующая деятельность. Система подходов и методологического обеспечения для реализации климатических проектов (утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1033-ст).

Приказ Министерства природных ресурсов России от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объема выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов» (с 1 марта 2023 года, за исключением отдельных положений, вступающих в силу с 1 марта 2024 года).

IPCC 2006. Рекомендации для Национальных реестров парниковых газов Межправительственной группы экспертов по изменению климата, 2006 г. / Под редакцией С. Игглстона, Л. Буэндия, К. Мива, Т. Нгара и К. Танабе. // Т. 1–5. — IGES// Хайям. 2006.

TOOL01 Methodological tool. Tool for the demonstration and assessment of additionality. Version 07.0.0. CDM Methodology.

TOOL02 Methodological tool. Combined tool to identify the baseline scenario and demonstrate additionality. Version 07.0. CDM Methodology.

TOOL09 Methodological tool. Determining the baseline efficiency of thermal or electric energy generation systems. Version 03. CDM Methodology.

TOOL12 Methodological tool. Project and leakage emissions from transportation of freight. Version 01.1.0. CDM Methodology.

TOOL16 Methodological tool. Project and leakage emissions from biomass. Version 05.0. CDM Methodology.

Methodological Tool. Tool to determine the remaining lifetime of equipment. Version 01. CDM Methodology.

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.

## Приложение 1. Расчет выбросов CO<sub>2</sub> в результате сжигания ископаемого топлива

1. В приложении описаны процедуры расчета выбросов CO<sub>2</sub> при реализации проектной деятельности и/или как следствие утечек в результате сжигания ископаемого топлива. Их можно использовать в тех случаях, когда выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания ископаемого топлива рассчитываются на основе объема сожженного топлива и его свойств. При использовании методологии расчета необходимо указать тип процесса сжигания  $j$ , к которому применяется этот инструмент.
2. Выбросы CO<sub>2</sub> от сжигания ископаемого топлива в процессе  $j$  рассчитываются на основе объема сжигаемого топлива и коэффициента выбросов CO<sub>2</sub> для соответствующего вида топлива следующим образом:

$$PE_{FC,j,y} = \sum_i FC_{i,j,y} \times COEF_{i,y}$$

Где:

$PE_{FC,j,y}$	Выбросы CO <sub>2</sub> от сжигания ископаемого топлива в процессе $j$ в течение года $y$ (тCO <sub>2</sub> /год)
$FC_{i,j,y}$	Объем топлива типа $i$ , сожженного в процессе $j$ в течение года $y$ (единица массы или объема/год)
$COEF_{i,y}$	Коэффициент выбросов CO <sub>2</sub> топлива типа $i$ в году $y$ (тCO <sub>2</sub> /единица массы или объема)
$i$	Тип топлива, сожженного в процессе $j$ в течение года $y$

3. Коэффициент выбросов CO<sub>2</sub>  $COEF_{i,y}$  может быть рассчитан с использованием одного из следующих двух вариантов. *Вариант А* должен быть предпочтительным подходом при наличии необходимых данных.
4. **Вариант А.** Коэффициент выбросов CO<sub>2</sub>  $COEF_{i,y}$  рассчитывается на основе полного анализа ископаемого топлива типа  $i$ , используя следующий подход:

Если  $FC_{i,j,y}$  измеряется в единицах массы:

$$COEF_{i,y} = w_{C,i,y} \times 44/12$$

Если  $FC_{i,j,y}$  измеряется в единицах объема:

$$COEF_{i,y} = w_{C,i,y} \times \rho_{i,y} \times 44/12$$

Где:

$COEF_{i,y}$	Коэффициент выбросов CO <sub>2</sub> топлива типа $i$ в год $y$ (т CO <sub>2</sub> /единица массы или объема)
$w_{C,i,y}$	Массовая доля углерода в топливе типа $i$ в год $y$ (т С/единица массы топлива)
$\rho_{i,y}$	Плотность топлива типа $i$ в год $y$ (единица массы/единица объема топлива)
$i$	Тип топлива, сожженного в процессе $j$ в течение года $y$



5. **Вариант В.** Коэффициент выбросов CO<sub>2</sub>  $COEF_{i,y}$  рассчитывается на основе чистой теплотворной способности и коэффициента выбросов CO<sub>2</sub> топлива типа  $i$ , используя следующий подход:

$$COEF_{i,y} = NCV_{i,y} \times EF_{CO_2,i,y}$$

Где:

$COEF_{i,y}$	Коэффициент выбросов CO <sub>2</sub> топлива типа $i$ в год $y$ (т CO <sub>2</sub> /единица массы или объема)
$NCV_{i,y}$	Средняя низшая теплотворная способность ископаемого топлива типа $i$ , использованного в год $y$ (ГДж/единицы массы или объема)
$EF_{CO_2,i,y}$	Средневзвешенный коэффициент выбросов CO <sub>2</sub> от топлива типа $i$ в год $y$ (тCO <sub>2</sub> /ГДж)
$i$	Тип топлива, сожженного в процессе $j$ в течение года $y$

## Приложение 2. Определение остаточного срока службы оборудования

1. Приложение представляет собой руководство для определения оставшегося срока службы базового или проектного оборудования. Руководство может, например, использоваться для проектной деятельности, которая включает замену существующего оборудования новым оборудованием или модернизацию существующего оборудования в рамках мероприятий по повышению энергоэффективности.
2. Руководство содержит процедуры для определения следующего параметра: **Остаточный срок службы (ОС)**. Остаточный срок службы оборудования — это время, в течение которого существующее оборудование может продолжать работать, прежде чем его придется заменить/вывести из эксплуатации по техническим причинам, таким как возраст оборудования, соображения безопасности или ухудшение характеристик. Остаточный срок службы выражается в годах или часах работы.
3. Для проектной деятельности, которая включает несколько видов оборудования, участники проекта могут либо определить остаточный срок службы для каждого вида оборудования отдельно, либо принять в качестве остаточного срока службы наиболее консервативный из отдельных остаточных сроков службы оборудования, применив любой из вариантов (а)-(с).
4. Если остаточный срок службы существующего оборудования, которое будет продолжать работать при реализации базовой линии, продлевается из-за реализации проектной деятельности, то учет сокращений выбросов должен быть ограничен самым коротким расчетным оставшимся сроком службы оборудования при реализации базовой линии. Другими словами, следует использовать самый ранний момент времени, когда любое из существующего оборудования должно быть заменено или модернизировано в отсутствие проектной деятельности, если в методологии не указано иное. Арматура/компоненты оборудования малого размера, такие как небольшие насосы, двигатели, клапаны и т. д., которые обычно заменяются в рамках регулярного технического обслуживания, не нужно включать в область применения определения оставшегося срока службы.

### **Вариант (а): Используйте информацию производителя о техническом сроке службы оборудования и сравните его с датой первого ввода в эксплуатацию**

5. В этом варианте остаточный срок службы определяется как разница между техническим сроком службы (technical lifetime) и сроком фактической эксплуатации (operational time).
6. Этот вариант может быть применен только в том случае, если:
  - (1) имеется информация производителя о техническом сроке службы оборудования;
  - (2) участники проекта могут продемонстрировать, что оборудование эксплуатировалось и обслуживалось в соответствии с рекомендациями поставщика оборудования, чтобы гарантировать, что технический срок службы, указанный производителем, не сократился;
  - (3) отсутствуют графики периодической модернизации/замены или практики плановой модернизации/замены, характерные для данного промышленного объекта, которые требуют досрочной замены оборудования до истечения технического срока службы;

- (4) оборудование не имеет конструктивных недостатков или дефектов и не имело никаких промышленных аварий, из-за которых оборудование не может работать на номинальных уровнях производительности.
7. Необходимо предоставить документацию, подтверждающую эти условия, например, информацию об истории эксплуатации оборудования.
8. Время эксплуатации должно быть определено на основе истории эксплуатации оборудования с даты его первого ввода в эксплуатацию.
9. В случаях, когда оборудование было модернизировано до начала реализации проектной деятельности или были предприняты меры по повышению энергоэффективности, которые увеличили оставшийся срок службы, технический срок службы, предоставленный поставщиком оборудования, может быть уже не действителен. В этом случае участникам проекта следует придерживаться одного из следующих подходов:
- (1) Если модернизация была проведена производителем оборудования, то производитель оборудования может предоставить пересмотренную оценку технического срока службы.
- (2) Применить первоначальный технический срок службы, предоставленный производителем оборудования на момент установки оборудования, если предположение о более коротком сроке службы является консервативным (например, в случае оборудования при реализации базовой линии, которое заменяется в рамках проектной деятельности).
- (3) Выбрать другие варианты, предусмотренные в данном инструменте для определения оставшегося срока службы.
10. В случае перемещенного оборудования (оборудование, которое уже эксплуатировалось на другом объекте и перевезено на объект проектной деятельности, где оно продолжает работать) при определении срока эксплуатации следует учитывать историю эксплуатации на предыдущем объекте (объектах).

**Вариант (b): Получить экспертную оценку**

11. В этом варианте для определения остаточного срока службы оборудования можно обратиться к независимому эксперту, имеющему соответствующий опыт в оценке остаточного срока службы для данного типа оборудования. Информация, которая может быть оценена, включает анализ:
- (1) истории эксплуатации оборудования для выявления прошлых характеристик, модернизации оборудования, ошибок/аварий, повышения/понижения мощности, замены и т. д.;
- (2) текущей практики эксплуатации и технического обслуживания;
- (3) документированных конкретных отраслевых/промышленных практик модернизации/замены;
- (4) проведение испытаний оборудования, таких как магнитопорошковые исследования, ультразвуковые испытания, анализ материала и т. д.
12. Эксперт должен задокументировать свои методы и выводы и предоставить экспертную оценку с указанием предполагаемого оставшегося срока службы оборудования. Вся

соответствующая документация должна быть представлена в орган по валидации/верификации для проверки.

**Вариант (с): Использовать значения по умолчанию**

13. В этом варианте участники проекта могут использовать указанные ниже значения по умолчанию для технического срока службы и определить остаточный срок службы как разницу между техническим сроком службы и сроком эксплуатации.
14. Этот вариант может быть применен только в том случае, если:
  - (1) участники проекта могут продемонстрировать, что оборудование эксплуатировалось и обслуживалось в соответствии с рекомендациями поставщика оборудования;
  - (2) отсутствуют графики периодической замены или практика плановой замены, характерные для промышленного объекта, которые требуют досрочной замены оборудования до истечения технического срока службы; и
  - (3) оборудование не имеет конструктивных недостатков или дефектов и не имело промышленных аварий, из-за которых оборудование не может работать на номинальном уровне производительности.
15. Должна быть представлена документация, подтверждающая эти условия, например, информация об истории эксплуатации оборудования.
16. Срок эксплуатации должен быть определен на основе истории эксплуатации оборудования с даты его первого ввода в эксплуатацию. В случае перемещенного оборудования (оборудование, которое уже находилось в эксплуатации на другом объекте и которое переносится на объект проектной деятельности, где оно продолжает работать) при определении срока эксплуатации следует учитывать историю эксплуатации на предыдущем объекте (объектах).
17. Для технического срока службы применяются следующие значения по умолчанию<sup>37</sup>:

<b>Оборудование</b>	<b>Значение по умолчанию для технического срока службы</b>
Котлы	25 лет
Паровые турбины	25 лет
Газовые турбины мощностью до 50 МВт	150 000 часов
Газовые турбины мощностью свыше 50 МВт	200 000 часов
Гидротурбины	150 000 часов
Электродгенераторы с воздушным охлаждением	25 лет
Электродгенераторы с водородным или водяным охлаждением	30 лет
Ветровые турбины, наземные	25 лет
Ветровые турбины, морские	20 лет
Генераторные установки, работающие на дизельном/нефтяном/газовом топливе	50 000 часов
Трансформаторы	30 лет
Нагреватели, охладители, насосы и т.д., используемые в системах отопления, вентиляции и кондиционирования (HVAC)	15 лет

<sup>37</sup> CDM. Methodological Tool. Tool to determine the remaining lifetime of equipment (Version 01)

### Приложение 3. Постоянные данные и параметры

№	Данные/Параметр	Единица данных	Описание	Источник данных	Порядок измерения	Периодичность мониторинга	Комментарии
1.	Категории и количества биомассы, использованные для определения базового сценария и оценки дополнителности	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Категория (багасса, рисовая шелуха, пустые фруктовые грозди и т. д.)</li> <li>– Источник (например, произведено на месте, получено от производителя растительных остатков, получено на рынке растительных остатков, выделенных плантаций и т. д.)</li> <li>– Что произошло бы при отсутствии проектной деятельности (сценарии В)</li> <li>– Использование в сценарии проекта (сценарии Р)</li> <li>– Количество (тонн на сухой основе)</li> </ul>	Объяснить и прозрачно задокументировать в ПТД, какие количества каких категорий биомассы используются в какой установке (установках) в рамках проектной деятельности и каков их базовый сценарий. Укажите количество каждой категории биомассы (в тоннах). Для выбора базового сценария и демонстрации дополнителности на этапе валидации следует предоставить предварительную оценку этих количеств	Измерения на месте: оценка категорий и количества биомассы			Этот параметр связан с процедурой оценки базового сценария и оценки дополнителности
2.	$BR_{HIST,n,x}$	тонн на сухой основе	Количество растительных остатков категории $n$ , использованных для производства	Измерения на месте	Используйте измерители веса или объема. Сделайте поправку на содержание влаги, чтобы определить		Биогаз следует учитывать по мере необходимости (в этом случае следует использовать подходящие

			электроэнергии или тепла на площадке проекта в год $x$ до даты представления ПДД для подтверждения проектной деятельности (тонн на сухой основе)		количество сухой биомассы. Количество должно быть перепроверено сверкой с количеством произведенного тепла и любыми чеками на покупку топлива (если имеются). В случае учёта объема используйте плотность топлива для перевода измерений в единицы массы	единицы измерения, такие как м <sup>3</sup> ).
3.	$BR_{n,h,x}$	тонн на сухой основе	Количество растительных остатков категории $n$ , использованных в теплогенераторе $h$ в год $x$ (тонн на сухой основе)	Измерения на месте	Используйте измерители веса или объема. Сделайте поправку на содержание влаги, чтобы определить количество сухой биомассы. Количество должно быть перепроверено сверкой с количеством произведенного тепла и любыми чеками на покупку топлива (если имеются)	Биогаз следует учитывать по мере необходимости (в этом случае следует использовать подходящие единицы измерения, такие как м <sup>3</sup> ).
4.	$FF_{f,h,x}$	единица массы или объема/год	Количество ископаемого вида топлива, сожженного в теплогенераторе $h$ в год $x$ (единица массы или объема/год)	Измерения на месте	Используйте измерители веса или объема. Сделайте поправку на содержание влаги, чтобы определить количество сухой биомассы. Количество должно быть перепроверено сверкой с количеством произведенного тепла и любыми чеками на покупку топлива (если имеются). В случае учёта объема используйте плотность топлива для перевода измерений в единицы массы	
5.	$HG_{h,x}$	ГДж	Чистая выработка тепла, произведенного в теплогенераторе $h$ в год $x$ (ГДж/год)	Измерения на месте	Этот параметр следует определять как разность энтальпии тепла (пара или горячей воды), вырабатываемого теплогенераторами [в проектной деятельности, контролируемой в течение года $y$ ], минус энтальпия	При отсутствии записей о температуре и давлении, используйте значения по умолчанию из документации на оборудование в качестве справочного материала

					<p>питательной воды, продувки котла и любого возврата конденсата.</p> <p>Соответствующие энтальпии должны быть определены на основе массовых (или объемных) потоков, температур, а в случае перегретого пара – давления. Для расчета энтальпии как функции температуры и давления можно использовать таблицы пара или соответствующие термодинамические уравнения</p>		
6.	$HG_{BR,CG/PO,x,ij}$	ГДж	Количество тепла, использованного в тепловом двигателе $i/j$ в год $x$ (ГДж)	Измерения на месте	<p>Этот параметр следует определять как разность энтальпии технологического тепла (пара или горячей воды), вырабатываемого теплогенераторами [в проектной деятельности, контролируемой в течение года <math>y</math>], минус энтальпия питательной воды, продувки котла и любого возврата конденсата.</p> <p>Соответствующие энтальпии должны быть определены на основе массовых (или объемных) потоков, температур, а в случае перегретого пара – давления. Для расчета энтальпии как функции температуры и давления можно использовать таблицы пара или соответствующие термодинамические уравнения</p>		
7.	$HC_{BR,CG/PO,x,ij}$	ГДж	Количество технологического тепла, извлеченного из теплового двигателя $i/j$ в год $x$ (ГДж)	Измерения на месте	<p>Этот параметр следует определять как разность энтальпии технологического тепла (пара или горячей воды), подаваемого на</p>		

					технологические тепловые нагрузки в рамках проектной деятельности, минус энтальпия питательной воды, продувки котла и любого конденсата, возвращаемого в теплогенераторы. Соответствующие энтальпии должны быть определены на основе массовых (или объемных) потоков, температур, а в случае перегретого пара – давления. Для расчета энтальпии как функции температуры и давления можно использовать таблицы пара или соответствующие термодинамические уравнения		
8.	$EL_{BR,CG/PO,x,ij}$	МВтч	Количество электроэнергии, произведенной в тепловом двигателе $i/j$ в год $x$ (МВтч)	Измерения на месте	Счетчики электроэнергии		
9.	$P_x$	Используйте подходящие единицы измерения, по мере необходимости	Количество основного продукта производственного процесса (например, сахарный тростник, рис), произведенного в год $x$ на заводах, работающих на территории проекта	Измерения на месте			
10.	$CAP_{HG,h}$	ГДж/ч	Базовая мощность теплогенератора $h$ (ГДж/ч)	Измерения на месте или эталонные проектные параметры установки	Этот параметр должен отражать проектную максимальную мощность производства тепла (в ГДж/ч) базового теплогенератора $h$ . Он должен быть основан на установленной мощности теплогенератора. Участники проекта должны прозрачно документировать и обосновать в ПТД способ определения этого параметра		
11.	$CAP_{EG,CG,i}$ $CAP_{EG,PO,j}$	МВт	$CAP_{EG,CG,i}$ = Базовая мощность по производству электроэнергии в установках на площадке и за ее	Измерения на месте или эталонные проектные параметры установки	Этот параметр должен отражать проектную максимальную мощность производства электроэнергии		



			пределами в год $u$ (МВтч) теплового двигателя когенерационного типа $i$ (МВт). $CAP_{EG,POj}$ = Базовая мощность производства электроэнергии теплового двигателя типа $j$ , работающего в режиме производства только электроэнергии (МВт)		(в МВт) базовых тепловых двигателей $i$ и $j$ . Он должен быть основан на установленной мощности тепловых двигателей. Участники проекта должны прозрачно документировать и обосновать в ПТД способ определения этого параметра		
12.	$LFC_{HG,h}$	Коэффициент	Базовый коэффициент нагрузки теплогенератора $h$ (коэффициент)	Измерения на месте или эталонные проектные параметры установки	Этот параметр должен отражать максимальный коэффициент нагрузки (т.е. отношение между «фактической выработкой тепла» теплогенератором и его «расчетной максимальной выработкой тепла» в течение одного года эксплуатации) базового теплогенератора $h$ , с учетом времени простоя из-за технического обслуживания, сезонных режимов работы и любых других технических ограничений. Участники проекта должны прозрачно документировать и обосновать в ПТД способ определения этого параметра (например, с использованием записей прошлых периодов)		
13.	$HPR_{BL,i}$	Соотношение	Базовое соотношение тепловой и электрической энергии теплового двигателя $i$ (отношение)	Измерения на месте или эталонные проектные параметры установки			
14.	$LFC_{EG,CG,i}$ $LFC_{EG,CG,j}$	Соотношение	$LFC_{EG,CG,i}$ = Базовый коэффициент нагрузки теплового двигателя когенерационного типа $i$ (коэффициент) $LFC_{EG,POj}$ = Базовый коэффициент нагрузки теплового двигателя $j$ типа, работающего в режиме производства только	Измерения на месте или эталонные проектные параметры установки	Этот параметр должен отражать максимальный коэффициент нагрузки (т.е. отношение между «фактической выработкой электроэнергии» теплового двигателя и его «расчетной максимальной выработкой электроэнергии» в течение одного года эксплуатации)		

			электроэнергии (коэффициент)		базового теплового двигателя <i>i</i> или <i>j</i> . Фактическая выработка электроэнергии тепловым двигателем должна быть определена с учетом времени простоя из-за технического обслуживания, сезонных режимов работы и любых других технических ограничений. Участники проекта должны прозрачно документировать и обосновать в ПТД способ определения этого параметра		
15	$EF_{BL,CO_2,FF}$	тCO <sub>2</sub> /ГДж <sub>2</sub>	Коэффициент выбросов CO <sub>2</sub> ископаемого топлива, которое будет использоваться для выработки электроэнергии на площадке проекта при реализации базового сценария (т CO <sub>2</sub> /ГДж)	Либо проводите измерения, либо используйте точные и надежные местные или национальные данные, если они доступны. Если такие данные недоступны, используйте коэффициенты выбросов по умолчанию МГЭИК (по конкретной стране, если есть), если считается, что они разумно представляют местные условия. Выберите значение консервативным образом и обоснуйте выбор	Измерения должны проводиться в признанных лабораториях и согласно соответствующим международным стандартам	В случае установок, существовавших до реализации проекта, следует использовать самый низкий коэффициент выбросов CO <sub>2</sub> в случае многотопливных установок	
16	$\eta_{BL,FF}$	Коэффициент	Эффективность электростанции (электростанций) на ископаемом топливе на территории проекта в базовой линии	Либо возьмите большее значение из (a) измеренной эффективности и (b) информации производителя об эффективности; либо используйте значения по умолчанию, как указано в Приложении 1 «Руководства по определению коэффициента выбросов энергосистемы»; либо	При проведении измерений используйте признанные стандарты для измерения эффективности теплогенератора. Там, где это возможно, предпочтительно использовать прямой метод (деление чистой выработки тепла на энергосодержание сжигаемого топлива за репрезентативный период времени), поскольку он лучше отражает среднюю эффективность за репрезентативный период		

				примите эффективность равной 100%	времени по сравнению с косвенным методом (определение подачи топлива или выработки тепла и оценка потерь). Задокументируйте процедуры и результаты измерений, а также информацию производителя в ПТД		
17	$NCV_{BR,n,x}$	ГДж/тонна на сухой основе	Чистая теплотворная способность растительных остатков категории $n$ в год $x$	Либо проводите измерения, либо используйте точные и надежные местные или национальные данные, если они доступны. Если такие данные недоступны, используйте значения чистой теплотворной способности по умолчанию МГЭИК (для конкретной страны, если таковые имеются), если считается, что они разумно представляют местные условия. Выберите значения консервативным образом и обоснуйте выбор	Измерения должны проводиться в признанных лабораториях и согласно соответствующим международным стандартам		Чистая теплотворная способность должна рассчитываться для влажной биомассы, используемой в теплогенераторе (т. е. за вычетом энергии, используемой для испарения воды, содержащейся в остатках биомассы). Биогаз должен быть включен, если это применимо (в этом случае следует использовать соответствующие единицы измерения, такие как ГДж/м <sup>3</sup> )
18	$NCV_{FF,f,x}$	ГДж/масса или единица объема	Чистая теплотворная способность ископаемого топлива типа $f$ в год $x$ (ГДж/масса или единица объема)	Либо проводите измерения, либо используйте точные и надежные местные или национальные данные, если они доступны. Если такие данные недоступны, используйте значения чистой теплотворной способности по умолчанию МГЭИК (для конкретной страны, если таковые имеются), если считается, что они разумно представляют местные условия. Выберите значения	Измерения должны проводиться в признанных лабораториях и согласно соответствующим международным стандартам		

				консервативным образом и обоснуйте выбор			
19	$GWP_{CH_4}$	т CO <sub>2</sub> -экв./т CH <sub>4</sub>	Потенциал глобального потепления метана, действительный для периода действия обязательств (т CO <sub>2</sub> /т CH <sub>4</sub> )	МГЭИК	Обновляется по мере принятия решений Конференции сторон, действующей в качестве совещания сторон Киотского протокола		
20	$\varphi_{default}$		Значение по умолчанию для поправочного коэффициента модели для учета неопределенностей модели		Для выбросов при реализации базовой линии: обратитесь к приведенной ниже таблице, чтобы определить соответствующий коэффициент в зависимости от применения инструмента и климата, в котором расположен ПЗТО. <b>Значения по умолчанию для поправочного коэффициента модели:</b> <b>Влажные условия - 0,85</b> <b>Сухие условия - 0,80</b>		
21	OX		Коэффициент окисления (отражает количество метана из ПЗТО, которое окисляется в почве или другом материале, покрывающем отходы)	На основе обширного обзора опубликованной литературы по данному вопросу, в том числе Руководства МГЭИК 2006 г.	0,1		Часть метана окисляется метанотрофными бактериями с образованием CO <sub>2</sub> . Коэффициент окисления представляет собой долю метана, которая окисляется до CO <sub>2</sub> . Его следует отличать от поправочного коэффициента на метан (MCF), который учитывает ситуацию, когда окружающий воздух может проникать в ПЗТО и препятствовать образованию метана в верхнем слое ПЗТО
22	F		Доля метана в газе ПЗТО (объемная доля)	МГЭИК 2006	0,5		При биодegradации органические вещества превращаются в смесь метана и углекислого газа
23	$DOC_{f,default}$	Весовая доля	Значение по умолчанию для доли разлагаемого	МГЭИК 2006	0,5		Этот коэффициент отражает, что некоторые

			органического углерода (DOC) в ТБО, которая разлагается в ПЗТО				виды разлагаемого органического углерода не разлагаются или разлагаются очень медленно в ПЗТО. Это значение по умолчанию может быть использовано только в том случае, если инструмент применяется к ТБО. Альтернативой использованию коэффициента по умолчанию является оценка $DOC_{f,u}$ или использование уравнений, приведенных в Приложении 8.
24	$MCF_{default}$		Поправочный коэффициент на метан	МГЭИК 2006	В том случае, если на ПЗТО отсутствует уровень грунтовых вод над дном полигона, выберите подходящее значение из следующих: (a) 1,0 для <b>анаэробных полигонов захоронения твердых отходов.</b> (b) 0,5 для <b>полуаэробных полигонов захоронения твердых отходов.</b> (c) 0,8 для <b>неуправляемых полигонов захоронения твердых отходов - глубоких.</b> (d) 0,4 для <b>неуправляемых неглубоких полигонов захоронения твердых отходов или полигонов складирования, которые считаются ПЗТО.</b>		$MCF$ учитывает тот факт, что неуправляемые ПЗТО производят меньше метана из данного количества отходов, чем управляемые ПЗТО, поскольку большая доля отходов разлагается аэробно в верхних слоях неуправляемых ПЗТО

**Приложение 4. Данные и параметры мониторинга**

№	Данные/Параметр	Единица данных	Описание	Источник данных	Порядок измерения	Периодичность мониторинга	Комментарии
1.	Категории биомассы и количество, используемое в проектной деятельности	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Категория (т.е. багасса, рисовая шелуха, пустые фруктовые грозди, кора деревьев и т. д.)</li> <li>– Источник (например, произведено на месте, получено от производителя растительных остатков, получено на рынке растительных остатков, выделенные плантации и т. д.)</li> <li>– Что было бы при отсутствии проектной деятельности (сценарии В)</li> <li>– Использование в сценарии проекта (сценарии Р и Н)</li> </ul> <p>Количество (тонн на сухой основе)</p>	<p>Объяснить и прозрачно задокументировать в ПТД, какие количества каких категорий биомассы используются в какой установке (установках) в рамках проектной деятельности и каков их базовый сценарий.</p> <p>Укажите количество каждой категории биомассы (тонны в сухом виде). Эти количества должны обновляться каждый год в течение периода кредитования в рамках плана мониторинга, чтобы отразить фактическое использование биомассы в проектном сценарии. Эти обновленные значения должны использоваться для расчетов сокращения выбросов.</p> <p>В течение периода кредитования в проектной деятельности могут использоваться новые категории биомассы (т.е. новые виды, новые источники, с другим</p>	Измерения на месте	Используйте калиброванные весовые измерители. Сделайте поправку на содержание влаги, чтобы определить количество сухой биомассы	Постоянный мониторинг данных и их агрегирование для расчета сокращений выбросов	Перепроверьте результаты измерений с помощью годового энергетического баланса, который основан на закупленных количествах и изменениях запасов

			способом использования в отсутствие проекта). В этом случае в таблицу следует добавить новую строку. Если эти новые категории относятся к типу В1, В2 или В3, то базовый сценарий для этих категорий растительных остатков должен быть оценен с использованием процедур, изложенных в руководстве по выбору базового сценария и демонстрации дополнительной				
2.	Для категорий растительных остатков, для которых сценарии В1, В2 или В3 считаются вероятной базовой альтернативой, участники проекта должны продемонстрировать, что это реалистичный и достоверный альтернативный сценарий	Тонны	<p>– Количество доступных растительных остатков категории <i>n</i> в регионе</p> <p>– Количество растительных остатков категории <i>n</i>, которые используются (например, для производства энергии или в качестве сырья) в определенном географическом регионе</p> <p>Наличие излишков растительных остатков категории <i>n</i> (которые не могут быть проданы или утилизированы) у конечного поставщика проекта и репрезентативная выборка других поставщиков в определенном географическом регионе</p>	Исследования или статистика		На этапе подтверждения для категорий растительных остатков, определенных заранее, и всегда, когда включаются новые категории растительных остатков в течение периода кредитования	
3.	<i>BR<sub>p,j,n,y</sub></i>	тонн на сухой основе	Количество биомассы категории <i>n</i> , использованной в	Измерения на месте	Используйте калиброванные весовые измерители. Сделайте	Постоянный мониторинг данных и их	Перепроверьте результаты измерений с помощью годового энергетического

			проектной деятельности в год <i>у</i> (тонн на сухой основе)		поправку на содержание влаги, чтобы определить количество сухой биомассы	агрегирование для расчета сокращений выбросов	баланса, который основан на закупленных количествах и изменениях запасов. Используемые количества растительных остатков должны контролироваться отдельно для (а) каждой категории растительных остатков и каждого источника (например, произведено на месте, получено от поставщиков растительных остатков, получено на рынке растительных остатков, получено от идентифицированного производителя растительных остатков и т. д.). Биогаз должен быть включен по мере необходимости (в этом случае следует использовать соответствующие единицы измерения, такие как м <sup>3</sup> )
4.	<i>BRB1/B3,n,y</i>	тонн на сухой основе	Количество растительных остатков категории <i>n</i> , использованных в проектной деятельности в год <i>у</i> , для которого базовым сценарием является В1 или В3 (тонны на сухой основе)	Измерения на месте	Используйте калиброванные весовые измерители. Сделайте поправку на содержание влаги, чтобы определить количество сухой биомассы	Постоянный мониторинг данных и их агрегирование для расчета сокращений выбросов	Перепроверьте результаты измерений с помощью годового энергетического баланса, который основан на закупленных количествах и изменениях запасов. Биогаз следует учитывать по мере необходимости (в этом случае следует использовать соответствующие единицы измерения, такие как м <sup>3</sup> )
5.	<i>BRB4,n,y</i>	тонн сухого вещества	Количество растительных остатков категории <i>n</i> , использованных в проектной деятельности в год <i>у</i> , для которого базовым сценарием является В4 (тонн на сухой основе)	Измерения на месте	Используйте калиброванные весовые измерители. Сделайте поправку на содержание влаги, чтобы определить количество сухой биомассы	Постоянный мониторинг данных и их агрегирование для расчета сокращений выбросов	Перепроверьте результаты измерений с помощью годового энергетического баланса, который основан на закупленных количествах и изменениях запасов. Биогаз следует учитывать по мере необходимости (в этом случае следует использовать соответствующие единицы измерения, такие как м <sup>3</sup> ).



6.	$BR_{B5,n,y}$	тонн на сухой основе	Количество растительных остатков категории $n$ , использованных в проектной деятельности в год $y$ , для которого базовым сценарием является B5 (тонн на сухой основе)	Измерения на месте	Используйте калиброванные весовые измерители. Сделайте поправку на содержание влаги, чтобы определить количество сухой биомассы	Постоянный мониторинг данных и их агрегирование для расчета сокращений выбросов	Перепроверьте результаты измерений с помощью годового энергетического баланса, который основан на закупленных количествах и изменениях запасов. Помимо этого выполните процедуры, указанные в Шаге 1.4
7.	$EF_{BR,n,y}$	т CH <sub>4</sub> /ГДж	Коэффициент выбросов CH <sub>4</sub> при неконтролируемом сжигании растительных остатков категории $n$ в течение года $y$ (т CH <sub>4</sub> /ГДж)	Проведение измерений или использование эталонных значений по умолчанию	Для определения коэффициента выбросов CH <sub>4</sub> участники проекта могут проводить измерения или использовать приведенные значения по умолчанию. В отсутствие более точной информации рекомендуется использовать 0,0027 т CH <sub>4</sub> на тонну биомассы в качестве значения по умолчанию для производства $NCV_k$ и $EF_{burning,CH_4,k,y}$ .		
8.	$EF_{FF,y,f}$	т CO <sub>2</sub> /ГДж	Коэффициент выбросов CO <sub>2</sub> для ископаемого топлива типа $f$ в год $y$ (т CO <sub>2</sub> /ГДж)	Либо проводите измерения, либо используйте точные и надежные местные или национальные данные, если они доступны. Если такие данные недоступны, используйте коэффициенты выбросов по умолчанию МГЭИК (по конкретной стране, если есть), если считается, что они разумно представляют местные условия. Выберите значение консервативным образом и обоснуйте выбор	Измерения должны проводиться в признанных лабораториях и согласно соответствующим международным стандартам	В случае измерений: Не реже одного раза в шесть месяцев, отбирая не менее трех образцов для каждого измерения. В случае использования других источников данных: Ежегодно проверяйте соответствие данных	Проверьте соответствие измерений и местных/национальных значениям по умолчанию МГЭИК. Если они значительно отличаются от значений по умолчанию МГЭИК, возможно, необходимо собрать дополнительную информацию или провести измерения
9.	$EF_{CH_4,BR}$	т CH <sub>4</sub> /ГДж	Коэффициент выбросов CH <sub>4</sub> при сжигании растительных остатков на установке проекта (т CH <sub>4</sub> /ГДж)	Измерения на месте или значения по умолчанию, как указано в <b>Ошибка!</b> <b>Источник ссылки не найден.</b>	Коэффициент выбросов CH <sub>4</sub> может быть определен на основе анализа дымовых газов с использованием	Не реже одного раза в квартал, отбирая не менее трех проб для каждого измерения	Проверьте согласованность измерений, сравнив результаты измерений с результатами измерений предыдущих лет, соответствующими

					калиброванных анализаторов		источниками данных (например, значениями в литературе, значениями, используемыми в национальном кадастре ПГ) и значениями по умолчанию МГЭИК. Если результаты измерений значительно отличаются от результатов предыдущих измерений или других соответствующих источников данных, проведите дополнительные измерения. Мониторинг этого параметра для проектных выбросов требуется только в том случае, если выбросы СН <sub>4</sub> от сжигания биомассы включены в границы проекта. Обратите внимание, что должен применяться консервативный коэффициент, как указано в методологии определения базовой линии
10.	$EF_{CO_2,LE}$	т CO <sub>2</sub> /ГДж	Коэффициент выбросов CO <sub>2</sub> для наиболее углеродоемкого ископаемого топлива, используемого в стране (т CO <sub>2</sub> /ГДж)	Определите наиболее углеродоемкий вид топлива из национального сообщения, других источников (например, МЭА). Возможно, проконсультируйтесь с национальным агентством, ответственным за национальное сообщение/кадастр ПГ. Если есть возможность, используйте национальные значения по умолчанию для коэффициента выбросов CO <sub>2</sub> . В противном случае могут быть использованы значения по умолчанию МГЭИК		Ежегодно	

11	$HC_{BL,y}$	ГДж	Базовое производство технологического тепла в год $y$ (ГДж)	Измерения на месте	Этот параметр следует определять как разность энтальпии технологического тепла (пара или горячей воды), подаваемого на технологические тепловые нагрузки в рамках проектной деятельности, минус энтальпия питательной воды, продувки котла и любого конденсата, возвращаемого в теплогенераторы. Соответствующие энтальпии должны быть определены на основе массовых (или объемных) потоков, температур, а в случае перегретого пара – давления. Для расчета энтальпии как функции температуры и давления можно использовать таблицы пара или соответствующие термодинамические уравнения	Расчет на основе данных постоянного мониторинга и агрегирование по мере необходимости для расчета сокращения выбросов	
12	$EL_{PJ,gross,y}$	МВтч	Валовое количество электроэнергии, произведенной на всех электростанциях, расположенных на территории проекта и включенных в границы проекта в год $y$ (МВтч)	Измерения на месте	Используйте калиброванные счетчики электроэнергии	Постоянный мониторинг данных и их агрегирование для расчета сокращений выбросов	Соответствие измеренной выработки электроэнергии должно быть перепроверено по квитанциям о продаже электроэнергии (если имеются) и количеству сожженного топлива (например, проверьте, дает ли выработка электроэнергии, разделенная на количество сожженного топлива, разумную эффективность, сравнимую с предыдущими годами)
13	$EL_{PJ,imp,y}$	МВтч	Проектный импорт электроэнергии из сети в год $y$ (МВтч)	Измерения на месте	Используйте калиброванные счетчики электроэнергии	Постоянный мониторинг данных и их	Соответствие данных учета выработки электроэнергии должно быть перепроверено

						агрегирование для расчета сокращений выбросов	по квитанциям о покупке электроэнергии
14	<i>ELPJ,aux,y</i>	МВтч	Общее потребление электроэнергии вспомогательным оборудованием, необходимым для работы электростанций на площадке проекта в год <i>y</i> (МВтч)	Измерения на месте	Используйте калиброванные счетчики электроэнергии	Постоянный мониторинг данных и их агрегирование для расчета сокращений выбросов	Соответствие измеренной выработки электроэнергии должно быть перепроверено по квитанциям о продаже электроэнергии (при наличии) и количеству сожженного топлива (например, проверьте, дает ли выработка электроэнергии, разделенная на количество сожженного топлива, разумную эффективность, сопоставимую с предыдущими годами). <i>EGPJ,aux,y</i> включает всю электроэнергию, необходимую для работы оборудования, связанного с подготовкой, хранением и транспортировкой биомассы (например, оборудования для механической обработки биомассы, конвейерных лент, сушилок и т. д.) и электроэнергию, необходимую для работы оборудования всех электростанций, которые расположены на площадке проекта и включены в границы проекта (например, насосов, вентиляторов, градирен, контрольно-измерительных приборов и т. д.). В случае использования паровых турбин для получения механической энергии в базовом сценарии и использования электродвигателей для той же цели в проектном сценарии, электроэнергия, используемая

							для работы этих электродвигателей, должна быть включена в $ELPJ_{aux,y}$
15	$NCV_{BR,n,y}$	ГДж/тонна сухого вещества	Чистая теплотворная способность растительных остатков категории $n$ в год $y$ (ГДж/тонна на сухой основе)	Измерения на месте	Измерения должны проводиться в признанных лабораториях и в соответствии с международными стандартами. Чистая теплотворная способность измеряется на сухой основе	Не реже одного раза в шесть месяцев, отбирая образцов для каждого измерения	Проверьте согласованность измерений, сравните результаты измерений с результатами измерений предыдущих лет, соответствующими источниками данных (например, значениями в литературе, значениями, используемыми в национальном кадастре ПГ) и значениями по умолчанию МГЭИК. Если результаты измерений значительно отличаются от результатов предыдущих измерений или других соответствующих источников данных, проведите дополнительные измерения. Убедитесь, что параметр определяется на основе сухой биомассы. Биогаз должен быть включен, если это применимо (в этом случае следует использовать соответствующие единицы измерения, такие как ГДж/м <sup>3</sup> )
16	$h_{LOW,y}$ $h_{HIGH,y}$	ГДж/тонна	$h_{LOW,y}$ = удельная энтальпия теплоносителя на стороне потребителя тепловой энергии (ГДж/тонна) $h_{HIGH,y}$ = удельная энтальпия теплоносителя на стороне теплогенератора (ГДж/тонна)	Измерения на месте	Удельные энтальпии следует определять на основе температур, а в случае перегретого пара – давления. Для расчета энтальпии как функции температуры и давления можно использовать таблицы пара или соответствующие термодинамические уравнения	Постоянный мониторинг в данных и их агрегирование для расчета сокращений выбросов	Под стороной потребителя технологического тепла понимается то место, где тепло в конечном итоге используется для отопления конечными потребителями, а – то место, где тепло вырабатывается
17	$P_y$	Используйте подходящие единицы измерения	Количество основного продукта производственного процесса (например,	Измерения на месте		Данные агрегируются по мере необходимости для	

		по мере необходимости	сахарного тростника, риса), произведенного в год у на установках, работающих на территории проекта			расчета сокращения выбросов	
18.	ЛОС <sub>у</sub>	Час	Время работы промышленного объекта, использующего технологическое тепло, в год у (час)	Измерения на месте	Учет и суммирование часов работы объектов проектной деятельности в течение года у		

## 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. 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 №330<sup>1</sup> от 29.06.2017 г.) и принципы учета косвенных энергетических выбросов, заложенные в ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021<sup>2</sup>.

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 выбросы от импортированной электроэнергии должны быть определены разработчиком проекта количественно с использованием подхода на основе местоположения<sup>3</sup> 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.

---

<sup>1</sup> 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».

<sup>2</sup> ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 1. Требования и Руководство по количественной оценке и отчетности о выбросах и поглощении парниковых газов на уровне организации (утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1029-ст).

<sup>3</sup> 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.



В случае поступления в сеть энергии от объектов когенерации необходимо использовать подходы разделения различных форм энергии<sup>4</sup>.

Ассоциация «НП Совет рынка» и АО «АТС» разработали концепцию расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации<sup>5</sup>. По результатам экспертной оценки независимыми международными аудиторами выдано свидетельство о заверении и получено заключение о валидации<sup>6</sup>. Предполагается, что в последствии реализация данной концепции приведет к разработке и опубликованию данных сетевых коэффициентов. Подходы, изложенные в концепции, также могут быть использованы разработчиком проекта для расчета коэффициента выбросов энергосистемы.

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

*Источник 1.* Акционерное общество «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии» в тестовом режиме в 2021 г. запустил интернет-ресурс, публикующий в информационных целях сетевой коэффициент выбросов CO<sub>2</sub> для первой синхронной зоны Российской Федерации за различные периоды времени (час, сутки, месяц, год)<sup>7</sup>.

*Источник 2.* Коэффициенты эмиссии Международного энергетического агентства (далее – МЭА<sup>8</sup>). 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 G20. Агентство ежегодно публикует открытые отчеты стран G20<sup>9</sup>, 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.

---

<sup>4</sup> Например, расчет удельных расходов условного топлива согласно «Методическим указаниям по распределению удельного расхода условного топлива при производстве электрической и тепловой энергии в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, применяемые в целях тарифного регулирования в сфере теплоснабжения», утвержденным Приказом Минэнерго России от 12.09.2016 № 952.

<sup>5</sup> Концепция расчета и публикации коэффициентов выбросов парниковых газов энергосистемы Российской Федерации URL: [https://www.np-sr.ru/sites/default/files/koncepciya\\_kev.pdf](https://www.np-sr.ru/sites/default/files/koncepciya_kev.pdf).

<sup>6</sup> 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](https://www.np-sr.ru/sites/default/files/zaklyuchenie_o_validacii_koncepcii.pdf).

<sup>7</sup> URL: <https://www.atsenergo.ru/results/co2>

<sup>8</sup> URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/emissions-factors-2021>

<sup>9</sup> URL: <https://www.climate-transparency.org/g20-climate-performance/g20report2021#1531904804037-423d5c88-a7a7>

## Приложение 7. 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 № 330<sup>10</sup>).
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 энергии<sup>11</sup>. Рыночные коэффициенты косвенных энергетических выбросов содержатся в договорах купли-продажи, в договорах, заключенных на розничных рынках электрической энергии, либо в сертификатах, подтверждающих объем производства электрической энергии на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах, сведения о которых внесены в реестр<sup>12</sup>, либо рассчитываются на основе объемов электрической энергии, полученных от конкретных внешних генерирующих объектов в соответствии с условиями договоров купли-продажи, договоров розничных рынков или сертификатов за отчетный период. Методические указания для расчета изложены в Приказе Минприроды России от 29.06.2017 № 330.
3. Если поставщиком электроэнергии по договорам купли-продажи, договорам розничных рынков или сертификатам является организация, имеющая несколько генерирующих объектов<sup>13</sup>, 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 6).

---

<sup>10</sup> 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».

<sup>11</sup> Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике» (с изменениями и дополнениями).

<sup>12</sup> Постановление Правительства РФ от 17.02.2014 № 117 «О некоторых вопросах, связанных с сертификацией объемов электрической энергии, производимой на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах» (с изменениями и дополнениями).

<sup>13</sup> Например, ГЭС и тепловые электростанции.

5. На территории Российской Федерации функционируют генерирующие объекты, не имеющие электрической связи с ЕЭС России (Технологически изолированная территориальная электроэнергетическая система – ТИТЭС<sup>14</sup>). На таких территориях определение косвенных энергетических выбросов должно осуществляться исходя из индивидуальных коэффициентов выбросов всех генерирующих объектов, включенных в энергосеть малого масштаба ТИТЭС (см. Приказ Минприроды России от 29.06.2017 № 330).
6. Рыночный метод не применяется для количественного определения косвенных энергетических выбросов при потреблении тепловой энергии. Тепловая энергия, полученная от внешних генерирующих объектов, определяется по региональному методу (Приказ Минприроды России от 29.06.2017 № 330).
7. Разработчику проекта необходимо убедиться в соответствии применяемых им подходов и используемых данных общим требованиям и руководству по учету данных об импортированной электроэнергии, потребленной при реализации проектной деятельности, изложенным в ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021<sup>15</sup> (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.

---

<sup>14</sup> 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.).

<sup>15</sup> ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021. Национальный стандарт Российской Федерации. Парниковые газы. Часть 1. Требования и Руководство по количественной оценке и отчетности о выбросах и поглощении парниковых газов на уровне организации (утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 30.09.2021 № 1029-ст).

## Приложение 8. Выбросы от мест захоронения твердых отходов

1. В данном приложении представлены процедуры расчета базовых выбросов метана от твердых отходов, размещенных или избежавших размещения на полигоне захоронения твердых отходов (ПЗТО).
2. Данное приложение основано на Руководстве МЧР 04 «Выбросы от мест захоронения твердых отходов» и содержит обзор методик расчета. Для получения информации о параметрах, не определенных в приложении, и подробных расчетах обратитесь к исходному Руководству.
3. Для целей данного инструмента применяются следующие определения:
  - (1) **Управляемый ПЗТО** – ПЗТО, который обеспечивает контролируемое размещение отходов (т. е. отходы направляются в определенные зоны захоронения, обеспечивается контроль территории и противопожарные меры) и включает, по крайней мере, одно из следующего: (i) укрывной материал; (ii) механическое уплотнение; или (iii) разравнивание отходов. В данном приложении ПЗТО, не отвечающий этому определению, считается неуправляемым ПЗТО.
  - (2) **Твердые коммунальные отходы (ТКО)** – неоднородная смесь различных видов твердых отходов, обычно собираемых муниципалитетами или другими местными органами власти. ТКО включают в себя бытовые отходы, отходы садов/парков и отходы коммерческих организаций и общественных учреждений.
  - (3) **Остаточные отходы** – вид твердых отходов, в основном, с однородными свойствами. К ним относятся, в частности, материал, который остается после обработки отходов, например, анаэробный дигестат и компост, а также растительные остатки (побочный продукт, остаток или поток отходов сельского, лесного хозяйства и смежных отраслей).
  - (4) **Твердые отходы** – отходы, состоящие преимущественно из твердых материалов<sup>16</sup>.
  - (5) **Полигон захоронения твердых отходов (ПЗТО)** – выделенные территории, предназначенные для окончательного складирования твердых отходов. Хранилища считаются ПЗТО, если: (а) отношение их объема к площади поверхности составляет 1,5 или больше; и (б) визуальный осмотр подтверждает, что материал находится в анаэробных условиях (т. е. имеет низкую пористость и влажность).
  - (6) **Хранилище** – хранилище твердых отходов (не захороненных под землей). Анаэробные условия не гарантируются в хранилище отходов с низким отношением объема к площади поверхности (менее 1,5), поскольку отходы могут подвергаться более интенсивной аэрации.

Таблица 1. Параметр

Параметр	Единица измерения	Описание
$BE_{CH_4, SWDS, y}$	т CO <sub>2</sub> -экв./г	Выбросы метана в случае реализации базовой линии в год $y$ , образовавшиеся в результате

<sup>16</sup> ГОСТ Р 56222-2014. РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ. ОБРАЩЕНИЕ С ОТХОДАМИ. Термины и определения в области материалов.

		размещения отходов на ПЗТО в течение периода времени, заканчивающегося в год $y$ (где $y$ – период из 12 последовательных месяцев)
--	--	--

4. Количество метана, образующегося при захоронении отходов на ПЗТО, рассчитывается на основе модели распада первого порядка. Модель различает различные типы отходов  $j$  с соответствующими постоянными скоростями распада ( $k_j$ ) и долями разлагаемого органического углерода ( $DOC_j$ ).
5. Модель рассчитывает образование метана в год  $y$  (период из 12 последовательных месяцев) на основе потоков отходов типа  $j$ , размещенных на ПЗТО за определенный период времени.
6. В случаях, когда на ПЗТО метан улавливается (например, в соответствии с правилами безопасности) и сжигается на факеле, сжигается или используется другим способом, который предотвращает выбросы метана в атмосферу, количество выбросов корректируется с учетом доли уловленного метана ( $f_y$ ).
7. Количество метана, образовавшегося в результате захоронения отходов на ПЗТО, рассчитывается для года  $y$  ( $BE_{CH_4,SWDS,y}$ ) с использованием уравнения (1). Все данные, используемые для применения уравнений, должны быть прозрачно задокументированы в ПТД или отчетах о мониторинге.
8. В ПТД также должен быть четко указан период времени (последовательные годы  $x$ ), в течение которого размещение отходов учитывается при расчете.
9. Выбросы рассчитываются следующим образом:

$$BE_{CH_4,SWDS,y} = \varphi_y \times (1 - f_y) \times GWP_{CH_4} \times (1 - OX) \times \frac{16}{12} \times F \times DOC_{f,y} \times MCF_y \times \sum_{x=1}^y \sum_j (W_{j,x} \times DOC_j \times e^{-k_j \times (y-x)} \times (1 - e^{-k_j}))$$

Уравнение (1)

Где:

- $BE_{CH_4,SWDS,y}$  = Выбросы при реализации базовой линии, происходящие в год  $y$ , образующиеся при захоронении отходов на ПЗТО в течение периода времени, заканчивающегося в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>-экв/год)
- $x$  = Годы во временном периоде, в течение которого отходы размещаются на ПЗТО, начиная с первого года во временном периоде ( $x = 1$ ) до года  $y$  ( $x = y$ )
- $y$  = Год периода кредитования, для которого рассчитываются выбросы метана ( $y$  – последовательный период в 12 месяцев)
- $DOC_{f,y}$  = Доля разлагаемого органического углерода (DOC), который разлагается в конкретных условиях, имевших место в ПЗТО в течение года  $y$  (весовая доля)
- $W_{j,x}$  = Количество твердых отходов вида  $j$ , размещенных или избежавших размещения на ПЗТО в году  $x$  (t)

$\varphi_y$	= Поправочный коэффициент модели для учета неопределенности модели для года $y$
$f_y$	= Доля метана, уловленного на ПЗТО и сожженного на факеле, сжигаемого или используемого другим способом, который предотвращает выбросы метана в атмосферу в год $y$
$GWP_{CH_4}$	= Потенциал глобального потепления метана, действительный для периода действия обязательств
$OX$	= Коэффициент окисления (отражает количество метана с ПЗТО, который окисляется в почве или другом материале, покрывающем отходы)
$F$	= Доля метана в газе ПЗТО (объемная доля)
$MCF_y$	= Поправочный коэффициент метана для года $y$
$DOC_j$	= Доля разлагаемого органического углерода в отходах вида $j$ (весовая доля)
$k$	= Скорость распада для вида отходов $j$ (1 / год)
$j$	= Вид остаточных отходов или виды отходов в ТБО

10. В таблице 2 кратко описано, как можно определить параметры, требуемые для расчетов. Способы определения включают в себя применение значений по умолчанию, разовые измерения и постоянный мониторинг в течение периода кредитования.

**Таблица 2. Обзор определения параметров**

Параметр	Определение
$\varphi_y$	Базовые выбросы: значения по умолчанию или значения для конкретного проекта, оцениваемые ежегодно
$OX$	Значение по умолчанию
$F$	Значение по умолчанию
$DOC_{j,y}$	В случае остаточных отходов оценивается один раз
$MCF_y$	Контролируется для ПЗТО с уровнем грунтовых вод выше дна ПЗТО Значения по умолчанию для ПЗТО без уровня грунтовых вод выше дна ПЗТО
$k_j$	Значения по умолчанию (в зависимости от вида отходов)
$W_{j,x}$	Рассчитывается на основе данных мониторинга
$DOC_j$	Значения по умолчанию или значение для конкретного вида отходов, рассчитанное один раз
$f_y$	Рассчитывается на основе данных мониторинга

#### Определение коэффициента коррекции модели ( $\varphi_y$ )

11. Поправочный коэффициент модели ( $\varphi_y$ ) зависит от неопределенности параметров, используемых в модели FOD. Если рассчитываются базовые выбросы, то участники проекта могут выбрать один из следующих двух вариантов расчета  $\varphi_y$ .

#### Вариант 1: Использовать значение по умолчанию

12. Используйте значение по умолчанию:  $\varphi_y = \varphi_{\text{default}}$ , представленное в Приложении 3.

**Вариант 2: Определить  $\phi_y$  в зависимости от проектной деятельности**

13. Провести анализ неопределенности для конкретной ситуации предлагаемой проектной деятельности. Общая неопределенность определения выработки метана в год  $y$  ( $V_y$ ) рассчитывается следующим образом:

$$V_y = \sqrt{a^2 + b^2 + c^2 + d^2 + e^2 + g^2}$$

Уравнение (2)

14. Коэффициенты  $a$ ,  $b$ ,  $c$ ,  $d$ ,  $e$  и  $g$  количественно определяют влияние неопределенности различных параметров (перечисленных во второй колонке Таблицы 3), используемых в модели FOD, на общую неопределенность выработки метана в год  $y$ . Участники проекта должны выбрать для каждого коэффициента значение в пределах диапазона, представленного в Таблице 3, следуя инструкциям, и обосновать свой выбор.

**Таблица 3. Инструкция по выбору значений для коэффициентов  $a$ ,  $b$ ,  $c$ ,  $d$ ,  $e$  и  $g$**

Коэффициент	Параметр	Низкое значение	Высокое значение	Инструкции по выбору коэффициента
a	$W$	2%	10%	Используйте низкое значение, если твердые отходы взвешиваются с помощью точных весов. Используйте высокое значение, если количество отходов оценивается, например, по глубине и площади поверхности существующего ПЗТО
b	$DOC_j$	5%	10%	Используйте низкое значение, если $DOC_j$ измеряется. Используйте высокое значение, если используются значения по умолчанию
c	$DOC_f$	5%	15%	Используйте низкое значение, если более 50% отходов составляют быстро разлагающиеся органические материалы или если ПЗТО находится в тропическом климате. В противном случае используйте более высокое значение
d	$F$	0%	5%	Используйте низкое значение, если более 50% отходов составляют быстро разлагающиеся органические материалы
e	$MCF_y$	0%	50%	Используйте низкое значение для управляемых ПЗТО. Для неуправляемых ПЗТО используйте высокое значение или определите коэффициент как $2/d$ , где $d$ – глубина ПЗТО (в метрах)
g	$e^{-k_j \times (y-x)} \times (1 - e^{-k_j})$	5%	20%	Представленные значения выражают неопределенность для экспоненциального члена в целом. Используйте низкое значение

				неопределенности, если остаточные отходы размещаются на ПЗТО и если значение $k$ больше $0,2 \text{ г}^{-1}$ .
--	--	--	--	--

15.  $\varphi_y$  рассчитывается следующим образом:

$$\varphi_y = \frac{1}{(1 + V_y)} \quad \text{Уравнение (3)}$$

### Определение количества видов отходов $j$ , размещаемых на ПЗТО

16. Если на ПЗТО размещаются или не допускаются к размещению различные виды отходов  $j$ , необходимо определить количество различных видов отходов ( $W_{j,x}$ ). В случае, если размещается только один вид отходов (например, в случае остаточных отходов), то  $W_{j,x} = W_x$  и следующие шаги применять не нужно.
17. Определите количество различных видов отходов путем отбора проб и рассчитайте среднее значение по выборкам либо с помощью уравнения (4) для определения значения  $W_{j,x}$ :

$$W_{j,x} = W_x \times p_{j,x} \quad \text{Уравнение (4)}$$

Где:

- $W_{j,x}$  = Количество твердых отходов вида  $j$ , размещенных или не допущенных к размещению на ПЗТО в год  $x$  (т)
- $W_x$  = Общее количество твердых отходов, размещенных или не допущенных к размещению на ПЗТО в год  $x$  (т)
- $p_{j,x}$  = Средняя доля отходов вида  $j$  в отходах в год  $x$  (весовая доля)
- $j$  = Виды твердых отходов
- $x$  = Годы в периоде времени, в течение которого отходы размещаются на ПЗТО, начиная с первого года в периоде времени ( $x = 1$ ) до года  $y$  ( $x = y$ )

18. Доля вида отходов  $j$  в отходах за год  $x$  или месяц  $i$  рассчитывается в соответствии с уравнением (5) следующим образом:

$$p_{j,x} = \frac{\sum_n^{Z_x} = 1 P_{n,j,x}}{Z_x} \quad \text{Уравнение (5)}$$

Где:

- $p_{j,x}$  = Средняя доля отходов вида  $j$  в отходах в году  $x$  (весовая доля)



$p_{n,j,x}$	= Доля отходов вида $j$ в выборке $n$ , собранной в течение года $x$ (весовая доля)
$Z_x$	= Количество образцов, отобранных в течение года $x$
$n$	= Образцы, отобранные в год $x$
$j$	= Виды твердых отходов
$x$	= Годы во временном периоде, в течение которого отходы размещаются на ПЗТО, начиная с первого года во временном периоде ( $x = 1$ ) до года $y$ ( $x = y$ )

### Определение доли DOC, которая разлагается в ПЗТО ( $DOC_{f,y}$ )

19. В случае, если инструмент применяется к ТБО, участники проекта могут выбрать либо применение значения по умолчанию ( $DOC_{f,y} = DOC_{f,default}$ ), либо определение  $DOC_{f,y}$  на основе измерений биохимического метанового потенциала ТБО ( $BMP_{MSW}$ ) следующим образом:

$$DOC_{f,y} = 0.7 \times \frac{12}{16} \times \frac{BMP_{MSW}}{F \times \sum_j (p_{j,y} \times DOC_j)} \quad \text{Уравнение (6)}$$

Где:

$DOC_{f,y}$	= Доля разлагаемого органического углерода (DOC), который разлагается в конкретных условиях на ПЗТО в течение года $y$ (весовая доля)
$BMP_{MSW}$	= Биохимический метановый потенциал ТБО, размещенных или не допущенных к размещению (т $CH_4$ /т отходов)
$F$	= Доля метана в газах ПЗТО (объемная доля)
$DOC_j$	= Доля разлагаемого органического углерода в отходах вида $j$ (весовая доля)
$p_{j,y}$	= Средняя доля отходов типа $j$ в отходах в год $y$ (весовая доля)
$j$	= Виды твердых отходов в ТБО
$y$	= Год периода кредитования, для которого рассчитываются выбросы метана ( $y$ - последовательный период в 12 месяцев)

20. В случае, если инструмент применяется к остаточным отходам, то участники проекта должны определить  $DOC_{f,y}$  на основе измерений биохимического метанового потенциала остаточных отходов вида  $j$  ( $BMP_j$ ), следующим образом:

$$DOC_{f,y} = 0.7 \times \frac{12}{16} \times \frac{BMP_j}{F \times DOC_j} \quad \text{Уравнение (7)}$$

Где:

$DOC_{f,y}$	= Доля разлагаемого органического углерода (DOC), который разлагается в конкретных условиях в ПЗТО в течение года $y$ (весовая доля)
$BMP_j$	= Биохимический потенциал метана для остаточных отходов вида $j$ удалено или предотвращено от удаления (т $CH_4$ /т отходов)
$F$	= Доля метана в газах ПЗТО (объемная доля)
$DOC_j$	= Доля разлагаемого органического углерода в отходах вида $j$ (весовая доля)
$j$	= Вид остаточных отходов, используемый для расчетов
$y$	= Год периода кредитования, для которого рассчитываются выбросы метана ( $y$ - последовательный период в 12 месяцев)

### Процедура определения поправочного коэффициента метана ( $MCF_y$ )

21. В случае, если уровень грунтовых вод находится выше дна ПЗТО (например, в результате использования отходов для заполнения внутренних водоемов, таких как пруды, реки или водно-болотные угодья),  $MCF$  следует определять следующим образом:

$$MCF_y = \text{MAX} \left\{ \left(1 - \frac{2}{d_y}\right), \frac{h_{w,y}}{d_y} \right\} \quad \text{Уравнение (8)}$$

Где:

$MCF_y$	= Поправочный коэффициент метана для года $y$
$h_{w,y}$	= Высота уровня грунтовых вод, измеренная от основания ПЗТО (м)
$d_y$	= Глубина ПЗТО (м)

22. В остальных случаях в качестве  $MCF$  следует выбирать значение по умолчанию ( $MCF_y = MCF_{default}$ ).

### Упрощенные подходы

23. Для проектов, которые связаны исключительно с твердыми бытовыми отходами, разработчик проекта может использовать упрощенный подход для определения выбросов метана при реализации базового сценария. Существуют два таких подхода:
- (1) отсутствие мониторинга состава отходов;
  - (2) упрощенный мониторинг состава отходов.

#### (а) Отсутствие мониторинга состава отходов

24. При таком подходе часть уравнения (1), соответствующая свойству отходов и климатической зоне, заменяется значениями по умолчанию, освобождая авторов проекта от задачи анализа состава отходов. Показатель, который может быть заменен<sup>17</sup>, имеет единицу измерения т  $CO_2$  / тонна сухих отходов и представляет собой:

<sup>17</sup> При расчете использовались следующие предполагаемые значения:  $OX = 0,1$ ;  $F = 0,5$ ;  $DOC_f = 0,5$ ;  $MCF = 1$ .

$$(1 - OX) \times \frac{16}{12} \times F \times DOC_{f,y} \times \sum_{x=1}^y \sum_j DOC_j \times e^{-k_j \times (y-x)} \times (1 - e^{-k_j}) \quad \text{Уравнение (9)}$$

25. Поэтому уравнение (1) упрощается, используя в качестве параметра мониторинга только  $W_x$ :

$$BE_{CH_4, SWDS, y} = \varphi_y \times (1 - f_y) \times GWP_{CH_4} \times \sum_{x=1}^y Default_x \times W_x \quad \text{Уравнение (10)}$$

26. Значение  $Default_x$  зависит от климатической зоны и от года  $x$  с момента захоронения отходов. Значения по умолчанию были получены путем анализа зарегистрированных проектов МЧР с проверенными составами отходов и выбраны для обеспечения консервативности результирующих базовых выбросов (с доверительной вероятностью 95% и точностью 10%).

**Таблица 1.  $Default_x$  значения для упрощенного подхода**

х	Тропический влажный	Тропический сухой	Бореальный/ умеренно влажный	Бореальный/ умеренно сухой
1	0,005800	0,001856	0,003382	0,001399
2	0,004212	0,001724	0,002913	0,001325
3	0,003093	0,001601	0,002511	0,001254
4	0,002275	0,001487	0,002163	0,001188
5	0,001657	0,001381	0,001861	0,001125
6	0,001198	0,001281	0,001599	0,001065
7	0,000867	0,001189	0,001371	0,001008
8	0,000635	0,001103	0,001174	0,000954
9	0,000474	0,001024	0,001004	0,000904
10	0,000362	0,000950	0,000859	0,000855
11	0,000284	0,000881	0,000734	0,000810
12	0,000228	0,000817	0,000629	0,000766
13	0,000189	0,000757	0,000539	0,000725
14	0,000160	0,000702	0,000463	0,000687
15	0,000138	0,000651	0,000399	0,000650
16	0,000122	0,000603	0,000344	0,000615
17	0,000109	0,000559	0,000298	0,000582
18	0,000098	0,000518	0,000259	0,000551
19	0,000090	0,000480	0,000226	0,000521
20	0,000082	0,000445	0,000197	0,000493
21	0,000076	0,000413	0,000173	0,000467

**(b) Упрощенный мониторинг состава отходов**

27. При таком подходе вместо контроля состава отходов в соответствии с видами отходов  $j$ , проекты могут контролировать общую влажную весовую долю органических отходов

( $W_{org,y}$ ). Органические отходы включают древесину, бумагу, пищевые отходы, текстиль и садовые отходы. Аналогично первому подходу, заменяется параметр в Уравнении 9.

28. Как следствие, Уравнение (1) упрощается:

$$BE_{CH_4,SWDS,y} = \varphi_y \times (1 - f_y) \times GWP_{CH_4} \times \sum_{x=1}^y Default_{org,x} \times W_{org,x} \quad \text{Уравнение (11)}$$

29. Значение  $Default_{org,x}$  зависит от климатической зоны и от года  $x$  с момента захоронения отходов. Значения по умолчанию были получены путем анализа зарегистрированных проектов МЧР с проверенными составами отходов, и значения по умолчанию выбраны для обеспечения консервативности результирующих базовых выбросов (с доверительной вероятностью 95% и точностью 10%).

**Таблица 2.**  $Default_{org,x}$  значения для упрощенного подхода

х	Тропический влажный	Тропический сухой	Бореальный/ умеренно влажный	Бореальный/ умеренно сухой
1	0,008263	0,002715	0,004905	0,002000
2	0,006066	0,002516	0,004254	0,001891
3	0,004527	0,002330	0,003686	0,001788
4	0,003324	0,002156	0,003177	0,001691
5	0,002348	0,001995	0,002714	0,001599
6	0,001657	0,001845	0,002305	0,001511
7	0,001185	0,001706	0,001953	0,001429
8	0,000862	0,001577	0,001654	0,001351
9	0,000641	0,001458	0,001402	0,001277
10	0,000489	0,001347	0,001191	0,001207
11	0,000384	0,001246	0,001013	0,001141
12	0,000309	0,001152	0,000864	0,001079
13	0,000256	0,001065	0,000738	0,001020
14	0,000218	0,000985	0,000633	0,000964
15	0,000189	0,000911	0,000544	0,000911
16	0,000167	0,000842	0,000470	0,000862
17	0,000150	0,000779	0,000406	0,000815
18	0,000136	0,000721	0,000353	0,000770
19	0,000124	0,000668	0,000308	0,000728
20	0,000114	0,000618	0,000269	0,000689
21	0,000105	0,000572	0,000237	0,000651

## **Приложение 9. Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии при повторной верификации или возобновлении периода кредитования**

1. В данном приложении описана процедура подтверждения исходной/текущей базовой линии при повторной верификации или возобновлении периода кредитования.
2. Оценка достоверности исходной/текущей базовой линии состоит из двух этапов.
3. **Оцените достоверность текущей базовой линии.**
  - (a) Оцените соответствие текущей базовой линии соответствующим обязательным национальным и/или отраслевым политикам. Если текущая базовая линия не отвечает соответствующим обязательным национальным и/или отраслевым политикам, или если нельзя доказать, что эти политики систематически не соблюдаются, и что несоблюдение этих политик широко распространено в стране или регионе, тогда текущая базовая линия должна быть обновлена для последующего периода кредитования.
  - (b) Оцените влияние обстоятельств. Если новые обстоятельства делают неприемлемым продолжение действия текущей базовой линии, тогда текущая базовая линия должна быть обновлена для последующего периода кредитования.
  - (c) Оценка того, является ли продолжение использования текущего базового оборудования или инвестиции наиболее вероятным сценарием на период кредитования, на который запрашивается продление. Если базовым сценарием деятельности по проекту является продолжение использования текущего оборудования без каких-либо инвестиций, а инициаторы проекта или третья сторона (третьи стороны) осуществляют инвестиции позже, но до окончания периода кредитования, тогда текущая базовая линия должна быть обновлена для этого периода кредитования, или кредитование сокращений выбросов должно быть ограничено периодом до прекращения работы базового оборудования.
  - (d) Оценка достоверности 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, текущую базовую линию необходимо обновить для последующего периода кредитования.
4. Если применение п. a, b, c и d подтвердило, что текущая базовая линия, а также данные и параметры остаются действительными для последующего периода кредитования, то текущая базовая линия, данные и параметры могут быть использованы для возобновленного периода кредитования. В противном случае перейдите к Этапу 5.
5. **Обновление текущей базовой линии, данных и параметров.**
6. Данный этап применим только в том случае, если любой из п. a, b, c и/или d показал, что текущая базовая линия нуждается в обновлении.
  - (a) Обновление текущей базовой линии. Обновите 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

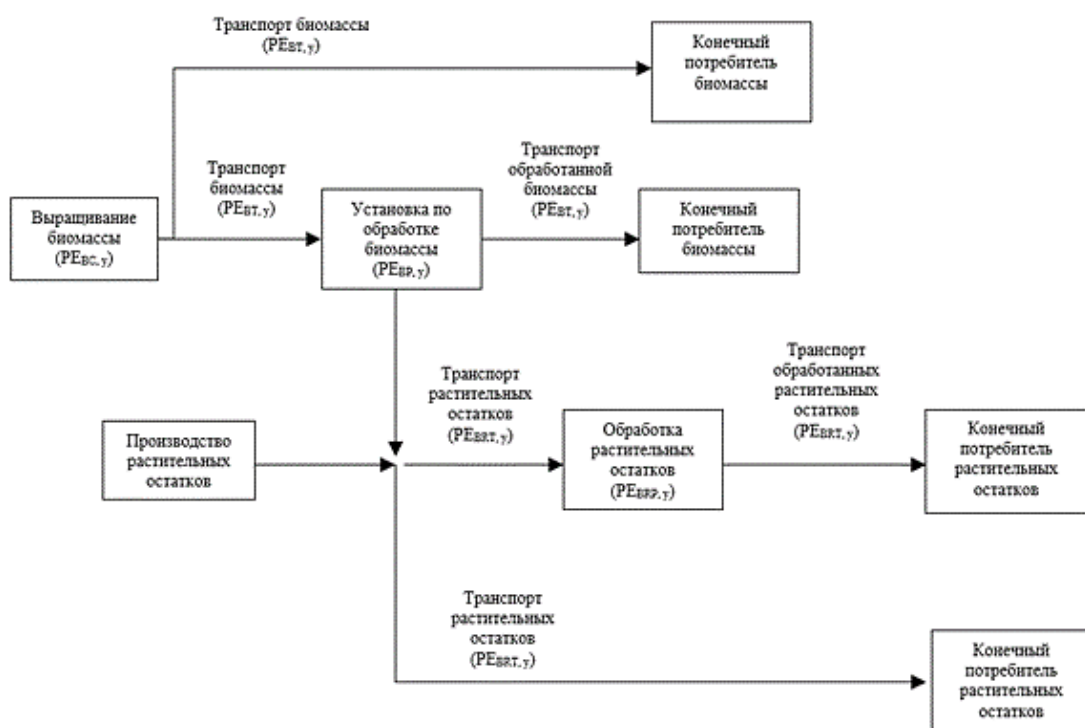
отраслевой политики и обстоятельств, действующих на момент подачи запроса на продление периода кредитования.

- (b) Обновление данных и параметров. Если применение п. d показало, что данные и/или параметры, которые были определены только в начале периода кредитования и не подвергались мониторингу в течение периода кредитования, больше не действительны, участники проекта должны обновить все применимые данные и параметры.

## Приложение 10. Выбросы при реализации проектной деятельности и утечки от использования биомассы

1. Данное приложение описывает процедуры расчета выбросов и утечек, относящихся к проектной деятельности, которая предусматривает использование биомассы, выращенной на специально выделенных плантациях, и/или растительных остатков. Биомасса и/или растительные остатки могут использоваться в качестве топлива или сырья в проектной деятельности.
2. На рисунке 1 ниже представлен обзор источников выбросов при реализации проектной деятельности по цепочке создания стоимости биомассы и растительных остатков:

**Рисунок 1. Иллюстрация источников проектных выбросов, включенных в приложение**



3. Если это не предусмотрено методологией, в соответствии с данным приложением может учитываться только положительная утечка, т. е. увеличение выбросов за пределами границы проекта. Если результат расчета утечки отрицательный, следует принять его равным нулю.
4. Для проектной деятельности, включающей выращивание биомассы:
  - а. Выращивание биомассы может производиться на сельскохозяйственных землях, пахотных угодьях, на которых в течение последних 5 лет выращивались только кормовые и/или многолетние культуры за исключением посаженных многолетних древесных культурных растений в течение последних 15 лет. На землях сенокосов могут производиться укосы на биомассу, если сенокосение на этих участках в течение последних 5 лет не производилось. Водно-болотные угодья, в том числе осушенные, не могут использоваться под территорию проекта. В случае, если пахотные или сенокосные угодья не использовались по назначению в течение последних 5 лет необходимо представить информацию, что древесная

растительность на этих землях (при наличии) не соответствует требованиям пункта 1 «Положения об особенностях использования, охраны, защиты, воспроизводства лесов, расположенных на землях сельскохозяйственного назначения», утвержденного Постановлением Правительства РФ № 1509 от 21.09.2020 с изменениями от 08.06.2022, внесенными Постановлением Правительства РФ № 1043.

- b. Территория, на которой выращивается биомасса:
- i. не содержит органогенных почв, как определено в пункте 7b;
  - ii. не подвергается паводковому орошению;
  - iii. не относится к лесным землям и не относилась к ним с 31 декабря 1989 года.
5. Сбор биомассы может производиться на сельскохозяйственных землях (мертвая биомасса), лесных землях (мертвая биомасса), прибрежных экосистемах (мертвая биомасса), землях населенных пунктов (мертвая биомасса), местах раздельного сбора/сортировки органических отходов, местах производства и реализации продуктов питания, на животноводческих фермах. В случае сбора биомассы в лесных, прибрежных, аграрных экосистемах и зеленых городских зонах сбор не должен превышать минимальный объем мертвого органического материала, необходимого для устойчивого функционирования экосистемы с учетом скоростей биогеохимических циклов основных элементов и веществ в данной экосистеме. Определение этого минимального объема должно быть выполнено предварительно, научно обосновано и подтверждено при валидации проекта.
6. Данное приложение также применимо, если в проектной деятельности используются растительные остатки (после обработки или без таковой). Они могут быть:
- (a) закуплены разработчиками проекта; или
  - (b) получены в результате агропромышленного процесса под контролем разработчиков проекта.
7. При использовании данного приложения применяются следующие определения:
- (a) **Косвенное изменение землепользования** – это изменение землепользования, которое может произойти на землях, не включенных в границы проекта, в результате смещения предпроектной деятельности;
  - (b) **Органогенная почва** – в рамках применения данной методики почва является органогенной, если она удовлетворяет требованиям (i) и (ii), или (i) и (iii) ниже:
    - (i) Толщина 10 см и более. Почвенный горизонт толщиной менее 20 см должен содержать 12% или более органического углерода при перемешивании до глубины 20 см.
    - (ii) Почва насыщается водой однократно в течение нескольких дней и содержит более 20% (по массе) органического углерода (около 35% органического вещества).
    - (iii) Почва эпизодически насыщается водой и содержит:
      - a. по крайней мере, 12% (по массе) органического углерода (около



- 20% органического вещества), и она не содержит глины; или
- b. по крайней мере, 18% (по массе) органического углерода (около 30% органического вещества) и она имеет 60% или более глины; или
  - c. промежуточное, пропорциональное количество органического углерода для промежуточных количеств глины.
- (c) **Предпроектная деятельность** – использование земель до реализации проектной деятельности, учитывая как практику землепользования, так и первичные и конечные продукты этой практики. Сюда относятся, например, выпас скота, выращивание сельскохозяйственных культур, агролесоводство, заготовка биомассы.
- (d) **Регион проекта** – территория в радиусе 250 км от места осуществления проектной деятельности.
- (e) **Страта** – участок земли с однородными свойствами.
- (f) **Водно-болотные угодья** – районы верховых и низинных болот, торфяных угодий или водоемов – естественных или искусственных, постоянных или временных, стоячих или проточных, пресных, солоноватых или соленых, включая морские акватории, глубина которых при отливе не превышает шести метров. Водно-болотные угодья могут включать в себя прибрежные зоны рек и морей, непосредственно граничащие с водно-болотными угодьями, а также острова или водоемы с морской водой, глубина которых при отливе превышает шесть метров, лежащие внутри границ водно-болотных угодий.
8. Выбросы при реализации проектной деятельности включают выбросы в результате выращивания, транспортировки, обработки биомассы, а также транспортировки и обработки растительных остатков.
9. Выбросы при реализации проектной деятельности в результате выращивания биомассы на специально выделенной плантации в год  $y$  ( $PE_{BC,y}$ ) оцениваются следующим образом:

$$PE_{BC,y} = PE_{SOC,y} + PE_{SM,y} + PE_{BSH,EC,y} + PE_{BB,y}$$

Где:

- $PE_{SOC,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности, обусловленные потерей почвенного органического углерода в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>-экв.)
- $PE_{SM,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности по управлению почвами в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>-экв.)
- $PE_{BSH,EC,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности в результате потребления электричества и топлива для посева и сбора биомассы в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>-экв.)
- $PE_{BB,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности в результате вырубки или сжигания биомассы в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>-экв.)

10. Для оценки выбросов, обусловленных потерей почвенного органического углерода в год  $y$  ( $PE_{SOC,y}$ ), территория проекта, на которой происходит выращивание биомассы, стратифицируется (разделяется на страты) в соответствии с:
- (a) климатическими регионами и типами почв, приведенными в таблице 1 настоящего

- приложения;
- (b) видами землепользования и управления земельными ресурсами на возделываемых землях, приведенными в таблицах 2 и 3 настоящего приложения; и
- (c) видами землепользования и управления земельными ресурсами на пастбищах, приведенными в таблице 4 настоящего приложения. Это также относится к заброшенным землям.
11. Для каждой страты, которая подвергается нарушению почвы, связанному с проектной деятельностью, и для которой общая нарушенная площадь составляет менее 10% от площади страты, выбросы, возникающие в результате потери почвенного органического углерода, могут быть учтены как нулевые.
12. С учетом положений пункта 11 выше, выбросы, обусловленные потерей почвенного органического углерода, оцениваются следующим образом:

$$PE_{SOC,y} = \max \left( \frac{44}{12} \times \frac{1,179}{T} \times \sum_i \Delta SOC_{i,0} \right)$$

Где:

$T$	=	Продолжительность первого периода кредитования проекта в годах
$\Delta SOC_i$	=	Потеря почвенного органического углерода в $i$ -ой страте (т С)
$\frac{44}{12}$	=	Коэффициент преобразования из т С в т CO <sub>2</sub> -экв.; безразмерный
1,179	=	Коэффициент учета выбросов N <sub>2</sub> O в почве, обусловленных потерей почвенного органического углерода <sup>18</sup> ; безразмерный
$i$	=	Страта территории проекта, на которой происходит выращивание биомассы

13. Потери почвенного органического углерода в страте оцениваются следующим образом:

$$\Delta SOC_i = 1,21 \times A_{SOC,i} \times SOC_{REF,i} \times (f_{LUB,i} \times f_{MGB,i} \times f_{INB,i} - f_{LUP,i} \times f_{MGP,i} \times f_{INP,i})$$

Где:

$A_{SOC,i}$	=	Площадь страты $i$ (га)
$SOC_{REF,i}$	=	Эталонный запас SOC, применимый к страте земли $i$ (т С/га)
$f_{LUB,i}$	=	Относительный коэффициент изменения запасов SOC для землепользования в страте $i$ при реализации базовой линии
$f_{MGB,i}$	=	Относительный коэффициент изменения запасов SOC для управления земельными ресурсами в страте $i$ при реализации базовой линии
$f_{INB,i}$	=	Относительный коэффициент изменения запасов SOC для поступления биогенных элементов в страту $i$ при реализации базовой линии
$f_{LUP,i}$	=	Относительный коэффициент изменения запасов SOC для землепользования в страте $i$ при реализации проектной деятельности

<sup>18</sup> На основе Дополнения 2019 года к Руководящим принципам МГЭИК 2006 года для национальных инвентаризаций парниковых газов.

- $f_{MGP,i}$  = Относительный коэффициент изменения запасов SOC для управления земельными ресурсами в страте  $i$  при реализации проектной деятельности
- $f_{INP,i}$  = Относительный коэффициент изменения запасов SOC для поступления биогенных элементов в страте  $i$  при реализации проектной деятельности
- $i$  = Страта территории проекта, на которой происходит выращивание биомассы
- 1,21 = Коэффициент консервативности, учитывающий неопределенности в значениях в таблицах 2 - 4 настоящего приложения

14. Значения коэффициентов относительного изменения запасов определяются в соответствии с таблицами 2 - 4 настоящего приложения.
15. После первого периода кредитования проекта значение  $PE_{SOC,y}$  должно быть установлено равным 0.
16. Выбросы при реализации проектной деятельности по управлению почвами в год  $y$  ( $PE_{SM,y}$ ) оцениваются следующим образом:

$$PE_{SM,y} = PE_{SF,y} + PE_{SA,y}$$

Где:

- $PE_{SF,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности в результате внесения удобрений в почву и управления почвами в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>-экв.)
- $PE_{SA,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности в результате известкования в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>-экв.)

17. Выбросы при реализации проектной деятельности в результате внесения удобрений в почву и управления почвами в год  $y$  ( $PE_{SF,y}$ ) оцениваются следующим образом:

$$PE_{SF,y} = q_{N,y} \times A_{FTM,y} \times EF_{FT}$$

Где:

- $q_{N,y}$  = Количество вносимого азота в год  $y$  (т N/га)
- $A_{FTM,y}$  = Площадь земель, подвергшихся удобрению и управлению почвой в год  $y$  (га)
- $EF_{FT}$  = Совокупный коэффициент выбросов для N<sub>2</sub>O и CO<sub>2</sub> в результате производства и применения азота (т CO<sub>2</sub>-экв./т N). По умолчанию используется значение 11,29 т CO<sub>2</sub>-экв./ (т N)<sup>19</sup>

18. Выбросы при реализации проектной деятельности в результате известкования в год  $y$  ( $PE_{SA,y}$ ) оцениваются следующим образом:

$$PE_{SA,y} = \sum_i q_{SA,y} \times A_{SA,i} \times EF_{SA,y}$$

<sup>19</sup> На основе Дополнения 2019 года к Руководящим принципам МГЭИК 2006 года для национальных инвентаризаций парниковых газов.

Где:

- $q_{SA,y}$  = Количество внесения вещества типа  $i$  для известкования почвы в год  $y$  (т/га)
- $A_{SA,i}$  = Площадь земли, на которой в год  $y$  применяется вещество типа  $i$  для известкования почвы (га)
- $EF_{SA,y}$  = Коэффициент выбросов  $CO_2$  при внесении вещества типа  $i$  для известкования почвы (т  $CO_2$ -экв./т). Значения по умолчанию для известняка (0,12 т  $CO_2$ -экв./т)<sup>20</sup>, доломита (0,13 т  $CO_2$ -экв./т)<sup>21</sup> и мочевины (0,20 т  $CO_2$ -экв./т)<sup>22</sup>

19. Выбросы при реализации проектной деятельности, обусловленные потреблением топлива и электроэнергии для посева и сбора биомассы (например, топливо, потребляемое тракторами и комбайнами, и электроэнергия, потребляемая для перекачки воды для полива) в год  $y$  ( $PE_{BSH, EC, y}$ ), оцениваются, если иное не требуется в соответствующей методологии, по приведенному ниже уравнению:

$$PE_{BSH, EC, y} = PE_{BSH, electricity, y} + PE_{BSH, fuel, y}$$

Где:

- $PE_{BSH, electricity, y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности от потребления электроэнергии для посева и сбора биомассы в год  $y$  (т  $CO_2$ -экв.)
- $PE_{BSH, fuel, y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности от сжигания ископаемого топлива при посеве и сборе биомассы в год  $y$  (т  $CO_2$ -экв.)

20. Значение  $PE_{BSH, electricity, y}$  оценивается следующим образом:

$$PE_{BSH, electricity, y} = \sum_j EC_{PJ, j, y} \times EF_{EF, j, y} \times (1 + TDL_{j, y});$$

Где:

- $EC_{PJ, j, y}$  = Количество электроэнергии, потребленной объектом  $j$  при реализации проектной деятельности в год  $y$  (МВтч/год)
- $EF_{EF, j, y}$  = Коэффициент выбросов при производстве электроэнергии для источника  $j$  в год  $y$  (т  $CO_2$ /МВтч)
- $TDL_{j, y}$  = Средние технические потери при передаче и распределении для обеспечения электроэнергией объекта  $j$  в год  $y$
- $j$  = Объекты потребления электроэнергии в рамках проекта

21. Параметр  $PE_{BSH, fuel, y}$  соответствует параметру  $PE_{FC, j, y}$  из Приложения 1.

---

<sup>20</sup> Руководящие принципы МГЭИК для национальных инвентаризаций парниковых газов 2006 года, том 4, гл. 11, ур. 11.12.

<sup>21</sup> Там же

<sup>22</sup> Там же

22. Выбросы при реализации проектной деятельности в результате вырубки или сжигания биомассы в год  $y$  ( $PE_{BB,y}$ ) оцениваются следующим образом:

$$PE_{BB,y} = \frac{44}{12} \times 0,47 \times \sum_i A_{FR,i,y} \times b_i \times (1,06 + R_i)$$

Где:

$\frac{44}{12}$	=	Коэффициент для преобразования из т С в т CO <sub>2</sub> -экв., безразмерный
0,47	=	Значение по умолчанию доли углерода в сжигаемой биомассе, безразмерное
1,06	=	Коэффициент для учета выбросов, не связанных с CO <sub>2</sub> , при вырубке или сжигании биомассы. Если биомасса расчищается без использования открытого огня, то этот коэффициент устанавливается равным 1 (единице)
$A_{FR,i,y}$	=	Площадь страты $i$ земли, подвергшейся вырубке или воздействию огня в год $y$ (га)
$b_i$	=	Расход топливной биомассы на гектар в страте $i$ , подвергшейся вырубке или воздействию огня (т сухого вещества/га);
$R_i$	=	Соотношение массы корней и побегов (т. е. отношение подземной биомассы к надземной биомассе) для страты $i$ , подвергшейся вырубке или воздействию огня
$R_i$	=	Страта территории проекта, на которой происходит выращивание биомассы

23. Выбросы при реализации проектной деятельности в результате транспортировки биомассы ( $PE_{BT,y}$ ) и растительных остатков ( $PE_{BRT,y}$ ) определяются отдельно с учетом следующих транспортных маршрутов:

(a) Для биомассы:

- (i) Если произведенная биомасса используется без дальнейшей переработки, маршрут включает только транспортировку биомассы между местом производства биомассы и объектом по утилизации биомассы.
- (ii) Если биомасса обрабатывается перед использованием, то маршруты включают транспортировку между (i) местом производства биомассы и объектом по переработке биомассы и (ii) объектом по переработке биомассы и объектом по утилизации биомассы.

(b) Для растительных остатков:

- (i) Если растительные остатки потребляются без дальнейшей переработки, маршрут включает только транспортировку между объектом по первичной переработке биомассы или местом производства биомассы и объектом по утилизации растительных остатков.
- (ii) Если растительные остатки перерабатываются перед использованием, маршрут включает перевозку между (i) объектом по первичной

переработке биомассы или местом производства биомассы и объектом по переработке растительных остатков и (ii) объектом по переработке растительных остатков и объектом по утилизации растительных остатков.

24. Параметры  $PE_{BT,y}$  и  $PE_{BRT,y}$  оцениваются следующим образом:

$$PE_{BT,y} = \sum_f D_{f,m} \times FR_{f,m} \times EF_{CO_2,f} \times 10^{-6}$$

$$PE_{BRT,y} = \sum_f D_{f,m} \times FR_{f,m} \times EF_{CO_2,f} \times 10^{-6}$$

Где:

- $D_{f,m}$  = Расстояние с учетом обратного пути между пунктом отправления и пунктом назначения грузовой перевозки  $f$
- $FR_{f,m}$  = Общая масса груза, перевезенного в рамках грузовой перевозки  $f$  за период мониторинга  $m$  (т)
- $EF_{CO_2,f}$  = Коэффициент выбросов  $CO_2$  по умолчанию для грузовой транспортной деятельности  $f$ : 245 для легких автомобилей и 129 для тяжелых автомобилей (г  $CO_2$ /т км)
- $j$  = Грузовые перевозки, осуществляемые в рамках проектной деятельности

25. В качестве альтернативы мониторингу параметров, необходимых для расчета выбросов от транспорта, разработчики проекта могут применить корректировку нетто к брутто в размере 10%<sup>23</sup>, т. е. умножить сокращения выбросов, определенные на основе применяемой методологии, на 0,9.

---

<sup>23</sup> Определяется как соотношение между (i) выбросами при транспортировке 1 тонны биомассы и (ii) сокращением выбросов при производстве электроэнергии на 1 тонну биомассы, исходя из следующих предположений касательно осуществления гипотетического проекта:

(а) биомасса заготавливается на расстоянии 200 км, а транспортировка осуществляется с помощью большегрузных автомобилей. Эти предположения являются консервативными, поскольку:

(i) 110 км отмечается в отчетах о мониторинге зарегистрированных проектных мероприятий как типичное расстояние транспортировки;

(ii) транспортировка биомассы осуществляется с использованием большегрузных автомобилей, которые являются транспортными средствами с более высоким удельным коэффициентом выбросов (129 г  $CO_2$ /т км).

(б) Тип потребляемой биомассы – черный шлоко, электроэнергия вырабатывается по технологии с эффективностью 35% и экспортируется в сеть с коэффициентом выбросов 0,5 т  $CO_2$ /МВтч. Эти предположения также являются консервативными, поскольку:

(i) черный шлоко – это вид биомассы, который имеет наименьшее значение низшей теплоты сгорания среди видов, включенных в Таблицу 1.2 Руководящих принципов национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК 2006 года (5,9 ТДж/Тг);

(ii) сетевые коэффициенты выбросов в странах, не входящих в Приложение I, о которых сообщается в настоящее время, как правило, превышают 0,69 т  $CO_2$ /МВтч (например, по данным базы данных IGES).

Выбросы при транспортировке 1 тонны биомассы определяются путем умножения пройденного расстояния (200 км) на коэффициент выбросов большегрузных автомобилей при транспортировке 1 тонны биомассы (129 г  $CO_2$ /ткм, или 129 x 10<sup>-6</sup> т  $CO_2$ /ткм), что равно 0,0258 т  $CO_2$ /т биомассы.

Сокращение выбросов при производстве электроэнергии из 1 тонны биомассы определяется как произведение энергии, выделяемой при сжигании 1 тонны черного шлока (5,9 ТДж/Тг, или 1,64 МВтч/т), эффективности технологии, потребляющей биомассу (35%), и сетевого коэффициента выбросов (0,5 т  $CO_2$ /МВтч), что дает 0,287 т  $CO_2$ /т биомассы. Далее это значение дисконтируется на выбросы, связанные с транспортировкой 1 тонны биомассы, определенные выше (0,0258 т  $CO_2$ /т биомассы), и конечный результат равен 0,261 т  $CO_2$ /т биомассы.

Таким образом, соотношение равно 0,0258 / 0,261, что составляет приблизительно 10%.

26. Выбросы при реализации проектной деятельности от обработки биомассы ( $PE_{BP, y}$ ) и растительных остатков ( $PE_{BRP, y}$ ) определяются на основе приведенных ниже уравнений:

$$PE_{BP, y} = PE_{BP, electricity, y} + PE_{BP, fuel, y} + PE_{BP, CH_4, y} + PE_{BP, COMP, y} + PE_{BP, AD, y} + PE_{BP, ww, y} + PE_{BP, additives, y}$$

$$PE_{BRP, y} = PE_{BRP, electricity, y} + PE_{BRP, fuel, y} + PE_{BRP, CH_4, y} + PE_{BRP, COMP, y} + PE_{BRP, AD, y} + PE_{BRP, ww, y} + PE_{BRP, additives, y}$$

Где:

- $PE_{BP, electricity, y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности в результате потребления электроэнергии в связи с термохимической, биологической и механической обработкой биомассы в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>-экв.)
- $PE_{BRP, fuel, y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности в результате потребления ископаемого топлива для термохимической, биологической и механической обработки биомассы в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>-экв.)
- $PE_{BP, CH_4, y}$  = Выбросы метана при реализации проектной деятельности в результате разложения биомассы в анаэробных условиях в результате термохимической, биологической и механической обработки в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>-экв.)
- $PE_{BP, COMP, y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности в результате компостирования в результате термохимической, биологической и механической обработки биомассы в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>-экв.)
- $PE_{BP, AD, y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности от использования анаэробного реактора в результате термохимической, биологической и механической обработки биомассы в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>-экв.);
- $PE_{BP, ww, y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности в результате очистки сточных вод в результате термохимической, биологической и механической обработки биомассы в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>-экв.)
- $PE_{BP, additives, y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности в результате использования добавок для обработки биомассы в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>-экв.)
- $PE_{BRP, electricity, y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности, обусловленные потреблением электроэнергии в результате термохимической, биологической и механической обработки растительных остатков в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>-экв.)
- $PE_{BRP, fuel, y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности в результате потребления ископаемого топлива в результате термохимической, биологической и механической обработки растительных остатков в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>-экв.)
- $PE_{BRP, CH_4, y}$  = Выбросы метана при реализации проектной деятельности в результате разложения растительных остатков в анаэробных условиях в результате термохимической, биологической и

механической обработки в год  $y$  (т  $\text{CO}_2$ -экв.)

$PE_{BRP,COMP,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности, связанные с компостированием в результате термохимической, биологической и механической обработки растительных остатков в год  $y$  (т  $\text{CO}_2$ -экв.)

$PE_{BRP,AD,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности, связанные с использованием анаэробного реактора в результате термохимической, биологической и механической обработки растительных остатков в год  $y$  (т  $\text{CO}_2$ -экв.)

$PE_{BRP,ww,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности в результате очистки сточных вод в результате термохимической, биологической и механической обработки растительных остатков в год  $y$  (т  $\text{CO}_2$ -экв.)

$PE_{BRP,additives,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности в результате использования добавок для обработки растительных остатков в год  $y$  (т  $\text{CO}_2$ -экв.)

27. Выбросы, обусловленные потреблением электроэнергии в результате термохимической, биологической и механической обработки биомассы и растительных остатков, определяются на основании пункта 20.
28. Выбросы, обусловленные расходом топлива в результате термохимической, биологической и механической обработки биомассы и растительных остатков, определяются на основании положений Приложения 1, где параметры  $PE_{BP, fuel, y}$  и  $PE_{BRP, fuel, y}$  соответствуют  $PE_{FC, j, y}$ .
29. Выбросы метана при разложении биомассы в анаэробных условиях в результате термохимической, биологической и механической обработки биомассы и растительных остатков определяются на основании положений Приложения 9, где параметры  $PE_{BRP, CH_4, y}$  и  $PE_{BRP, CH_4, y}$  соответствуют  $PE_{CH_4, SWDS, y}$ .
30. Выбросы от компостирования в результате термохимической, биологической и механической обработки биомассы и растительных остатков ( $PE_{BP, COMP, y}$  и  $PE_{BRP, COMP, y}$ ) оцениваются следующим образом:

$$PE_{BP,COMP,y} = PE_{EC,y} + PE_{FC,y} + PE_{CH_4,y} + PE_{N_2O,y} + PE_{RO,y}$$

Где:

$PE_{EC,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности от потребления электроэнергии, связанного с компостированием в год  $y$  (т  $\text{CO}_2/\text{Год}$ )<sup>24</sup>

$PE_{FC,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности от потребления ископаемого топлива, связанного с компостированием в год  $y$  (т  $\text{CO}_2/\text{Год}$ )<sup>25</sup>

$PE_{CH_4,y}$  = Выбросы метана при реализации проектной деятельности в результате процесса компостирования в год  $y$  (т  $\text{CO}_2$ -экв./Год)

$PE_{N_2O,y}$  = Выбросы закиси азота при реализации проектной деятельности в

<sup>24</sup> Оценивается как  $PE_{BSH, electricity, y}$  в пункте 19, где  $j$  - компостирование.

<sup>25</sup> Соответствует параметру  $PE_{FC,j,y}$  Приложения 1, где  $j$  - компостирование.



результате процесса компостирования в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>-экв./г)

$$PE_{RO,y} = \text{Выбросы метана при реализации проектной деятельности от сточных вод, связанных с совместным компостированием в год } y \text{ (т CO}_2\text{-экв./год)}$$

31. Выбросы метана при реализации проектной деятельности в результате процесса компостирования в год  $y$  ( $PE_{CH_4,y}$ ) оцениваются следующим образом:

$$PE_{CH_4,y} = Q_y \times 0.002 \times GWP_{CH_4}$$

Где:

$$Q_y = \text{Количество отходов, компостированных в год } y \text{ (т/год)}$$
$$0,002 = \text{Коэффициент выбросов метана на тонну компостируемых отходов по умолчанию, действительный для года } y \text{ (т CH}_4\text{/т)}$$
$$GWP_{CH_4} = \text{Потенциал глобального потепления CH}_4 \text{ (т CO}_2\text{-экв. / т CH}_4\text{)}$$

32. Выбросы закиси азота при реализации проектной деятельности в результате процесса компостирования в год  $y$  ( $PE_{N_2O,y}$ ) оцениваются следующим образом:

$$PE_{N_2O,y} = Q_y \times 0.0002 \times GWP_{N_2O}$$

Где:

$$Q_y = \text{Количество отходов, компостированных в год } y \text{ (т/год)}$$
$$0,0002 = \text{Коэффициент выбросов закиси азота на тонну компостируемых отходов по умолчанию, действительный для года } y \text{ (т N}_2\text{O /т)}$$
$$GWP_{N_2O} = \text{Потенциал глобального потепления N}_2\text{O (т CO}_2\text{-экв. / т N}_2\text{O)}$$

33. Выбросы метана при реализации проектной деятельности от сточных вод, связанные с совместным компостированием в год  $y$  ( $PE_{RO,y}$ ), рассчитываются только для случая совместного компостирования. Более того, если сточные воды собирают и повторно направляют в процесс компостирования, то  $PE_{RO,y}$  принимается равным нулю (например, так происходит при туннельной технологии совместного компостирования). В противном случае  $PE_{RO,y}$  рассчитывается на основе количества и химической потребности в кислороде (ХПК) сточных вод следующим образом:

$$PE_{RO,y} = Q_{COD,y} \times B_{0,ww} \times MCF_{ww,treatment} \times 1,12 \times GWP_{CH_4}$$

Где:

$$Q_{COD,y} = \text{Количество ХПК в сточных водах с установки совместного компостирования в год } y \text{ (т ХПК/год)}$$
$$B_{0,ww} = \text{Стандартная метанообразующая способность сточных вод (т CH}_4\text{/т ХПК)}^{26}$$
$$MCF_{ww,treatment} = \text{Поправочный коэффициент по умолчанию для метана для системы очистки сточных вод}^{27}$$
$$1,12 = \text{Поправочный коэффициент по умолчанию для учета}$$

<sup>26</sup> Принято 0,25 на основе Руководящих принципов национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК 2006

<sup>27</sup> Коэффициент по умолчанию приведен в таблице 5 в конце данного приложения

неопределенности модели выбросов метана из сточных вод

$GWP_{CH_4}$  = Потенциал глобального потепления метана, действительный для соответствующего периода действия обязательств (т CO<sub>2</sub>/т CH<sub>4</sub>)

34. Разработчики проекта могут выбрать один из двух вариантов расчета  $Q_{COD,y}$ : на основе мониторинга количества и ХПК сточных вод или количества и ХПК совместно компостируемых сточных вод:

(a) В этом варианте  $Q_{COD,y}$  определяется следующим образом:

$$Q_{COD,y} = Q_{RO,y} \times COD_{RO,y}$$

Где:

$Q_{RO,y}$  = Объем сточных вод с установки совместного компостирования в год  $y$  (м<sup>3</sup>/год)

$COD_{RO,y}$  = Среднее содержание ХПК в сточных водах с установки совместного компостирования, действующий в течение года  $y$  (т ХПК/ м<sup>3</sup>)

(b) В этом варианте  $Q_{COD,y}$  определяется с использованием коэффициента по умолчанию и мониторинга количества и ХПК совместно компостируемых сточных вод.

$$Q_{COD,y} = Q_{wastewater,y} \times COD_{wastewater,y} \times 0.02$$

Где:

$Q_{wastewater,y}$  = Объем сточных вод, совместно компостируемых в год  $y$  (м<sup>3</sup> / год)

$COD_{wastewater,y}$  = Среднее ХПК сточных вод, совместно компостируемых в год  $y$  (т ХПК / м<sup>3</sup>)

0.02 = Коэффициент по умолчанию для соотношения количества ХПК в сточных водах и сточных водах, прошедших совместное компостирование

35. Выбросы при реализации проектной деятельности, связанные с использованием анаэробного реактора в результате термохимической, биологической и механической обработки биомассы ( $PE_{BP, AD, y}$ ) и растительных остатков ( $PE_{BRP, AD, y}$ ), оцениваются следующим образом:

$$PE_{BP/BRP,AD,y} = PE_{EC,y} + PE_{FC,y} + PE_{AD,CH_4,y} + PE_{flare,y}$$

Где:

$PE_{EC,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности от потребления электроэнергии, связанного с использованием анаэробного реактора в год  $y$  (т CO<sub>2</sub>-экв.)<sup>28</sup>

$PE_{FC,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности от потребления ископаемого топлива, связанного с использованием анаэробного

<sup>28</sup> Оценивается как  $PE_{BSH, electricity, y}$  в пункте 19, где  $j$  — это общее потребление электроэнергии, связанное с установкой анаэробного сбраживания.

реактора в год  $y$  (т  $\text{CO}_2$ -экв.)<sup>29</sup>

- $PE_{AD,CH_4,y}$  = Выбросы метана при реализации проектной деятельности в результате анаэробного сбраживания в год  $y$  (т  $\text{CO}_2$ -экв.);
- $PE_{flare,y}$  = Выбросы метана при реализации проектной деятельности от сжигания биогаза на факеле в год  $y$  (т  $\text{CO}_2$ -экв.)

36. Выбросы метана при реализации проектной деятельности от установки анаэробного сбраживания включают выбросы при техническом обслуживании установки, физические утечки через крышу и боковые стенки, а также выбросы через предохранительные клапаны из-за избыточного давления в установке. Эти выбросы рассчитаны с использованием коэффициента выбросов по умолчанию следующим образом:

$$PE_{AD,CH_4,y} = Q_{CH_4,y} \times EF_{CH_4,default} \times GWP_{CH_4}$$

Где:

- $Q_{CH_4,y}$  = Количество метана, произведенного в установке анаэробного сбраживания в год  $y$  (т  $\text{CH}_4$ )
- $EF_{CH_4,default}$  = Коэффициент выбросов по умолчанию для доли произведенного  $\text{CH}_4$ , который утекает из установки анаэробного сбраживания (доля)<sup>30</sup>
- $GWP_{CH_4}$  = Потенциал глобального потепления  $\text{CH}_4$  (т  $\text{CO}_2$ -экв. / т  $\text{CH}_4$ )

37. Количество метана, произведенного в установке анаэробного сбраживания ( $Q_{CH_4,y}$ ), оценивается по газообразному потоку (биогазу, собранному в установке), который должен измеряться ежечасно или с меньшим интервалом времени; с накоплением данных за год  $y$ . Обратите внимание, что единицы измерения должны быть переведены в тонны. Этот параметр может быть определен с помощью трех вариантов.

- (а) Вариант 1 для газообразного потока, измеренного на влажной основе, и объемной доли, измеренной на сухой или влажной основе. Необходимо продемонстрировать, что газовый поток является сухим, либо измерив содержание влаги в газовом потоке и продемонстрировав, что оно меньше или равно  $0,05 \text{ кг H}_2\text{O}/\text{м}^3$  сухого газа, либо продемонстрировав, что температура газового потока менее  $60^\circ\text{C}$  ( $333,15 \text{ K}$ ) в точке измерения потока.

$$F_{i,t} = V_{t,db} \times v_{i,t,db} \times \rho_{i,t}$$

---

<sup>29</sup> Соответствует параметру  $PE_{FC,j,y}$  Приложения 1, где  $j$  – потребление ископаемого топлива, связанное с функционированием установки анаэробного сбраживания (не включая ископаемое топливо, потребляемое для транспортировки исходного материала или любой другой транспортировки на территории объекта).

<sup>30</sup> Следует использовать значение по умолчанию, соответствующее типу метантенка (установки для анаэробного сбраживания), используемого в проектной деятельности. Тип метантенка должен быть идентифицирован по информации производителя. Если это невозможно, то должен применяться коэффициент 0,1 (верхний диапазон значений МГЭИК):

- 0,028: метантенки стальные или футерованные бетоном, или из стекловолокна, с системой удержания газа (метантенки в форме яйца) и монолитной конструкцией;

- 0,05: метантенки типа UASB, плавающие газгольдеры без внешнего водяного уплотнения;

- 0,10: метантенки с необлицованной бетонной/ферроцементной/кирпичной арочного типа секцией для удержания газа; монолитные метантенки с фиксированным куполом, крытый анаэробный отстойник.

С:

$$\rho_{i,t} = \frac{P_t \times MM_i}{R_u \times T_t}$$

$$V_{t,db} = M_{t,tb} / \rho_{t,db}$$

$$\rho_{t,db} = \frac{P_t \times MM_{t,db}}{R_u \times T_t}$$

$$MM_{t,db} = \sum_k (v_{k,t,db} \times MM_k)$$

Где:

- $F_{i,t}$  = Массовый расход парникового газа  $i$  в газообразном потоке в интервале времени  $t$  (кг газа/ч)
- $V_{t,db}$  = Объемный поток газообразного потока в интервале времени  $t$  на сухой основе ( $\text{м}^3$  сухого газа/ч)
- $v_{i,t,db}$  = Объемная доля парникового газа  $i$  в газообразном потоке в интервале времени  $t$  на сухой основе ( $\text{м}^3$  газа  $i/\text{м}^3$  сухого газа)
- $\rho_{i,t}$  = Плотность парникового газа  $i$  в газообразном потоке в интервале времени  $t$  (кг газа  $i/\text{м}^3$  газа  $i$ )
- $P_t$  = Плотность парникового газа  $i$  в газообразном потоке в интервале времени  $t$  (кг газа  $i/\text{м}^3$  газа  $i$ )
- $MM_i$  = Молекулярная масса парникового газа  $i$  (кг/кмоль)
- $R_u$  = Универсальная постоянная идеальных газов ( $\text{Па} \cdot \text{м}^3 / \text{кмоль} \cdot \text{К}$ )
- $T_t$  = Температура газообразного потока в интервале времени  $t$  (К)
- $M_{t,tb}$  = Массовый расход газообразного потока в интервале времени  $t$  на сухой основе (кг/ч)
- $\rho_{t,db}$  = Плотность газообразного потока в интервале времени  $t$  на сухой основе (кг сухого газа/ $\text{м}^3$  сухого газа)
- $MM_{t,db}$  = Молекулярная масса газообразного потока в интервале времени  $t$  на сухой основе (кг сухого газа/кмоль сухого газа)
- $v_{k,t,db}$  = Объемная доля газа  $k$  в газообразном потоке в интервале времени  $t$  на сухой основе ( $\text{м}^3$  газа  $k/\text{м}^3$  сухого газа)
- $MM_k$  = Молекулярная масса газа  $k$  (кг/кмоль)
- $k$  = Все газы, кроме  $\text{H}_2\text{O}$ , содержащиеся в газообразном потоке

- (b) Вариант 2 для газообразного потока, измеренного на влажной основе, и объемной доли, измеренной на сухой основе.

$$F_{i,t} = V_{t,db} \times v_{i,t,db} \times \rho_{i,t}$$

С:

$$\rho_{i,t} = \frac{P_t \times MM_i}{R_u \times T_t}$$

$$V_{t,db} = M_{t,tb} / \rho_{t,db}$$

$$M_{t,db} = M_{t,wb} / (1 + m_{H_2O,t,db})$$

$$m_{H_2O,t,db} = \frac{C_{H_2O,t,db,n}}{10^6 \times \rho_{t,db,n}}$$

$$\rho_{t,db,n} = \frac{P_n \times MM_{t,db}}{R_u \times T_n}$$

$$MM_{t,db} = \sum_k (v_{k,t,db} \times MM_k)$$

Где:

- $F_{i,t}$  = Массовый расход парникового газа  $i$  в газообразном потоке в интервале времени  $t$  (кг газа/ч)
- $V_{t,db}$  = Объемный поток газообразного потока в интервале времени  $t$  на сухой основе ( $m^3$  сухого газа/ч)
- $v_{i,t,db}$  = Объемная доля парникового газа  $i$  в газообразном потоке в интервале времени  $t$  на сухой основе ( $m^3$  газа  $i/m^3$  сухого газа)
- $\rho_{i,t}$  = Плотность парникового газа  $i$  в газообразном потоке в интервале времени  $t$  (кг газа  $i/m^3$  газа  $i$ )
- $P_t$  = Плотность парникового газа  $i$  в газообразном потоке в интервале времени  $t$  (кг газа  $i/m^3$  газа  $i$ )
- $MM_i$  = Молекулярная масса парникового газа  $i$  (кг/кмоль)
- $R_u$  = Универсальная постоянная идеальных газов (Па· $m^3$  /кмоль· К)
- $T_t$  = Температура газообразного потока в интервале времени  $t$  (К)
- $M_{t,tb}$  = Массовый расход газообразного потока в интервале времени  $t$  на сухой основе (кг/ч)
- $\rho_{t,db}$  = Плотность газообразного потока в интервале времени  $t$  на сухой основе (кг сухого газа/ $m^3$  сухого газа)
- $M_{t,wb}$  = Массовый расход газообразного потока в интервале времени  $t$  на влажной основе (кг/ч)
- $m_{H_2O,t,db}$  = Абсолютная влажность  $H_2O$  в газообразном потоке в интервале времени  $t$  на сухой основе (кг  $H_2O$ /кг сухого газа)
- $C_{H_2O,t,db,n}$  = Содержание влаги в газообразном потоке в интервале времени  $t$  на сухой основе при нормальных условиях (мг  $H_2O/m^3$  сухого газа)
- $\rho_{t,db,n}$  = Плотность газообразного потока в интервале времени  $t$  на сухой основе при нормальных условиях (кг сухого газа/ $m^3$  сухого газа)

$P_n$  = Абсолютное давление при нормальных условиях (Па)

$T_n$  = Температура при нормальных условиях (К)

$MM_{t,db}$  = Молекулярная масса газообразного потока в интервале времени  $t$  на сухой основе (кг сухого газа/кмоль сухого газа)

$v_{k,t,db}$  = Объемная доля газа  $k$  в газообразном потоке в интервале времени  $t$  на сухой основе ( $\text{м}^3$  газа  $k/\text{м}^3$  сухого газа)

$MM_k$  = Молекулярная масса газа  $k$  (кг/кмоль)

$k$  = Все газы, кроме  $\text{H}_2\text{O}$ , содержащиеся в газообразном потоке

(с) Вариант 3 для газообразного потока, измеренного на влажной основе, и объемной доли, измеренной на влажной основе.

$$F_{i,t} = V_{t,wb,n} \times v_{i,t,wb} \times \rho_{i,n}$$

С:

$$\rho_{i,n} = \frac{P_n \times MM_i}{R_u \times T_n}$$

$$V_{t,wb,n} = M_{t,wb} / \rho_{t,wb,n}$$

$$\rho_{t,wb,n} = \frac{P_n \times MM_{t,wb}}{R_u \times T_n}$$

$$MM_{t,wb} = \sum_k (v_{k,t,wb} \times MM_k)$$

Где:

$F_{i,t}$  = Массовый поток парникового газа  $i$  в газообразном потоке в интервале времени  $t$  (кг газа/ч)

$V_{t,wb,n}$  = Объемный поток газообразного потока в интервале времени  $t$  на влажной основе при нормальных условиях ( $\text{м}^3$  влажного газа/ч)

$v_{i,t,wb}$  = Объемная доля парникового газа  $i$  в газообразном потоке в интервале времени  $t$  на влажной основе ( $\text{м}^3$  газа  $i/\text{м}^3$  влажного газа)

$\rho_{i,n}$  = Плотность парникового газа  $i$  в газообразном потоке при нормальных условиях (кг газа  $i/\text{м}^3$  влажного газа  $i$ )

$P_n$  = Абсолютное давление при нормальных условиях (Па)

$MM_i$  = Молекулярная масса парникового газа  $i$  (кг/кмоль)

$R_u$  = Универсальная постоянная идеальных газов (Па· $\text{м}^3$  /кмоль· К)

$T_n$  = Температура при нормальных условиях (К)

$M_{t,wb}$	=	Массовый расход газообразного потока в интервале времени $t$ на влажной основе (кг/ч)
$\rho_{t,wb,n}$	=	Плотность газообразного потока в интервале времени $t$ на влажной основе при нормальных условиях (кг влажного газа/м <sup>3</sup> влажного газа)
$MM_{t,wb}$	=	Молекулярная масса газообразного потока в интервале времени $t$ на влажной основе (кг влажного газа/кмоль влажного газа)
$u_{k,t,wb}$	=	Объемная доля газа $k$ в газообразном потоке в интервале времени $t$ на влажной основе (м <sup>3</sup> газа к/м <sup>3</sup> влажного газа)
$MM_k$	=	Молекулярная масса газа $k$ (кг/кмоль)
$k$	=	Все газы, содержащиеся в газообразном потоке

38. Если проектная деятельность включает сжигание биогаза на факелах, проектные выбросы от сжигания биогаза на факелах в год  $y$  ( $PE_{flare,y}$ ) оцениваются на основе CDM TOOL06 Project emissions on flaring.
39. Выбросы при реализации проектной деятельности от анаэробного реактора для очистки сточных вод в результате термохимической, биологической и механической обработки биомассы в год  $y$  ( $PE_{BP,ww,y}$ ) и выбросы при реализации проектной деятельности от анаэробного реактора для очистки сточных вод в результате термохимической, биологической и механической обработки растительных остатков в год  $y$  ( $PE_{BRP,ww,y}$ ) оцениваются в тех случаях, когда сточные воды, образующиеся в результате обработки биомассы и растительных остатков, (частично) обрабатываются в анаэробных условиях и когда метан из сточных вод не улавливается и не сжигается на факелах или в установках сжигания. Выбросы от сточных вод при реализации проектной деятельности оцениваются следующим образом:

$$PE_{BP,ww,y} = GWP_{CH_4} \times V_{BP,ww,y} \times COD_{BP,ww,y} \times B_{o,WW} \times MCF_{BP,ww}$$

$$PE_{BRP,ww,y} = GWP_{CH_4} \times V_{BRP,ww,y} \times COD_{BRP,ww,y} \times B_{o,WW} \times MCF_{BRP,ww}$$

Где:

$GWP_{CH_4}$	=	Потенциал глобального потепления метана, действительный для соответствующего периода действия обязательств (т CO <sub>2</sub> /т CH <sub>4</sub> )
$V_{BP,ww,y}$	=	Количество сточных вод, образовавшихся в результате обработки биомассы в год $y$ (м <sup>3</sup> )
$COD_{BP,ww,y}$	=	Средняя химическая потребность в кислороде сточных вод, образовавшихся в результате обработки биомассы в год $y$ (т ХПК/м <sup>3</sup> )
$B_{o,WW}$	=	Потенциал образования метана в сточных водах (т CH <sub>4</sub> /т ХПК)
$MCF_{BP,ww}$	=	Поправочный коэффициент метана для очистки сточных вод, образующихся при обработке биомассы в год $y$ (коэффициент)
$V_{BRP,ww,y}$	=	Количество сточных вод, образовавшихся в результате обработки растительных остатков в год $y$ (м <sup>3</sup> )

$COD_{BRP,ww,y}$	=	Средняя химическая потребность в кислороде сточных вод, образовавшихся в результате обработки растительных остатков в год $y$ (т ХПК/м <sup>3</sup> )
$B_{o,WW}$	=	Потенциал образования метана в сточных водах (т CH <sub>4</sub> /т ХПК)
$MCF_{BRP,ww}$	=	Коэффициент преобразования метана для очистки сточных вод, образующихся при обработке растительных остатков в год $y$

40. Выбросы при реализации проектной деятельности от использования добавок для обработки биомассы в год  $y$  ( $PE_{BP,additives,y}$ ) и выбросы при реализации проектной деятельности от использования добавок для обработки растительных остатков в год  $y$  ( $PE_{BRP,additives,y}$ ) оцениваются следующим образом:

$$PE_{BP,additives,y} = PE_{BP,additives,transport,y} + PE_{BP,additives,electricity,y} + PE_{BP,additives,FF,y}$$

$$PE_{BRP,additives,y} = PE_{BRP,additives,transport,y} + PE_{BRP,additives,electricity,y} + PE_{BRP,additives,FF,y}$$

Где:

$PE_{BP,additives,transport,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности от транспортировки добавок от места производства до установки по обработке биомассы (т CO<sub>2</sub>)

$PE_{BP,additives,electricity,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности от потребления электроэнергии для производства добавок, используемых на установке по обработке биомассы (т CO<sub>2</sub>)

$PE_{BP,additives,FF,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности от потребления ископаемого топлива для производства добавок, используемых на установке по обработке биомассы (т CO<sub>2</sub>)

$PE_{BRP,additives,transport,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности от транспортировки добавок от места производства до установки по обработке растительных остатков (т CO<sub>2</sub>)

$PE_{BRP,additives,electricity,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности от потребления электроэнергии для производства добавок, используемых на установке по обработке растительных остатков (т CO<sub>2</sub>)

$PE_{BRP,additives,FF,y}$  = Выбросы при реализации проектной деятельности от потребления ископаемого топлива для производства добавок, используемых на установке по обработке растительных остатков (т CO<sub>2</sub>)

41.  $PE_{BP,additives,transport,y}$  и  $PE_{BRP,additives,transport,y}$  определяются в соответствии с положениями пункта 24.
42. Выбросы при реализации проектной деятельности, связанные с электроэнергией, потребляемой для производства добавок, определяются на основании пункта 20.
43. Выбросы при реализации проектной деятельности, обусловленные потреблением топлива в результате производства добавок, определяются на основании положений Приложения



1, где параметры  $PE_{BP, additives, fuel, y}$  и  $PE_{BRP, additives, fuel, y}$  соответствуют  $PE_{FC, j, y}$ .

44. В качестве альтернативы мониторингу параметров, необходимых для расчета  $PE_{BP, additives, y}$  и  $PE_{BRP, additives, y}$ , разработчики проекта могут применить следующие варианты:
- (a) Если соотношение между потребленной добавкой и переработанной биомассой или растительными остатками (на основе массы или объема) ниже или равно 2%, этими источниками выбросов можно пренебречь.
  - (b) Если соотношение между потребленной добавкой и переработанной биомассой или растительными остатками (на основе массы или объема) выше 2% и ниже или равно 10%, можно учитывать только выбросы от потребления электроэнергии и топлива для производства добавок. Разработчики проекта могут определить эти источники выбросов на основании литературных данных, например, рецензируемых исследований.
  - (c) Если соотношение между потребленной добавкой и переработанной биомассой или растительными остатками (на основе массы или объема) превышает 10%, то учитываются выбросы от потребления электроэнергии и топлива для производства добавок и транспортировки добавок. Разработчики проекта могут определить эти источники выбросов на основании литературных данных, например, рецензируемых исследований.
45. Утечка может происходить за пределами границы проекта и может включать выбросы в результате смещения предпроектной деятельности, перенаправления растительных остатков из других областей применения, а также в результате обработки и транспортировки растительных остатков за пределами границы проекта.
46. Утечка вследствие смещения предпроектной деятельности в результате выращивания биомассы на специально выделенной плантации в год  $y$  ( $LE_{BC, y}$ ) может произойти только в том случае, если в проектной деятельности используется биомасса, выращенная на специально выделенной плантации. Разработчикам проекта рекомендуется избегать переноса предпроектной деятельности за пределы границы проекта, чтобы избежать косвенных изменений в землепользовании в результате проектной деятельности. Напротив, разработчикам проектов рекомендуется включать в границы проекта земли, на которых будет осуществляться предпроектная деятельность после реализации проекта.
47. Утечка из-за смещения предпроектной деятельности не происходит, если применяется одно из следующих двух условий:
- (a) Территория плантации была или могла бы стать заброшенной до начала реализации проектной деятельности,
  - (b) Территория плантации биомассы использовалась до реализации проекта, но землепользование на этой территории во время реализации проекта будет сохранено с обеспечением, по крайней мере, того же уровня. Для учета этого условия территория проекта может быть расширена. Это может быть достигнуто, в частности, следующими способами:
    - (i) по крайней мере такое же количество скота, как и до реализации проектной деятельности, будет продолжать выпасаться во время проектной деятельности в пределах земель, включенных в границы проекта;

- (ii) благодаря более эффективной практике земледелия, предпроектные культуры можно выращивать на меньшей площади, которая включена в земли, входящие в границы проекта, для достижения того же уровня годового производства сельскохозяйственных культур и высвобождения земель для обустройства выделенной плантации;
  - (iii) населенные пункты не выселяются с земель, включенных в границы проекта.
48. Разработчики проекта должны оценить возможность утечки в результате смещения видов деятельности или населения, осуществляя мониторинг следующих показателей:
- (a) процент семей/домохозяйств, вовлеченных в проектную деятельность или затронутых ею, перемещенных (за пределы границ проекта) в связи с проектной деятельностью;
  - (b) процент общего объема производства основного продукта (например, мяса, кукурузы) в границах проекта, перемещенного из-за выращивания биомассы.
49. Не допускается перенос предпроектной деятельности.
50. Утечка в результате перенаправления растительных остатков из других областей применения в год  $y$  ( $LE_{BR,Div,y}$ ) может иметь место при осуществлении проектной деятельности, в которой используются растительные остатки в качестве топлива или сырья. Эти растительные остатки могли бы быть использованы за пределами границ проекта в конкурирующих областях применения, и из-за реализации проектной деятельности эти конкурирующие области применения могут быть вынуждены использовать исходные материалы, которые не являются углеродно-нейтральными.
51. Альтернативный сценарий «использования» в отсутствие проектной деятельности растительных остатков, которые используются в основной проектной деятельности, должен включать следующее:
- (a) В1: Растительные остатки сбрасывают или оставляют разлагаться в основном в аэробных условиях. Это относится, например, к сбросу и разложению растительных остатков на полях.
  - (b) В2: Растительные остатки сбрасываются или оставляются для разложения в явно анаэробных условиях. Это относится, например, к свалкам, глубина которых превышает пять метров. Это не относится к растительным остаткам, которые складываются или оставляются для разложения на полях.
  - (c) В3: Растительные остатки сжигаются неконтролируемым образом без использования в энергетических целях.
  - (d) В4: Растительные остатки используются для энергетических или неэнергетических целей, или первичный источник растительных остатков и/или их дальнейшее использование не могут быть четко определены.<sup>31</sup>
52. Разработчики проекта могут решить объединить некоторые или все соответствующие типы биомассы в одну категорию при определении дальнейшего использования

---

<sup>31</sup> Например, этот сценарий может быть использован, если растительные остатки закупаются на рынке или у розничных продавцов, или если переработанная биомасса закупается на заводах по переработке биомассы, которые не входят в границы проекта.

растительных остатков и рассматривать объединенные типы как единое целое, например, при определении доступности биомассы. Эти комбинации должны быть прозрачно задокументированы в ПТД и оставаться неизменными в течение всего периода кредитования.

53. При определении вероятных и достоверных альтернативных сценариев использования растительных остатков следует руководствоваться приведенными ниже указаниями:

- (a) Если обработка растительных остатков (сушка, гранулирование, измельчение, брикетирование и т. д.) не включена в границы проекта, переработанная биомасса, полученная на этом производстве, должна рассматриваться как В4 выше.
- (b) Альтернативный сценарий для категорий растительных остатков, определенных в соответствии с пунктами 51 и 52 выше, должен быть определен отдельно, охватывая все количество растительных остатков, которое предполагается использовать в проектной деятельности в течение периода кредитования.
- (c) Категория растительных остатков определяется по трем признакам: (1) ее тип или типы (например, багасса, рисовая шелуха, пустые фруктовые гроздья и т. д.); (2) ее источник (например, произведена на месте, получена от идентифицированного производителя растительных остатков, приобретена на рынке растительных остатков и т. д.); и (3) ее альтернативный сценарий в отсутствие проектной деятельности (сценарии В1 - В4, как указано в пункте 51 выше).
- (d) Объяснить и прозрачно задокументировать в ПТД, какие количества каких категорий растительных остатков используются в какой установке (установках) в рамках проектной деятельности и каков их альтернативный сценарий.
- (e) Для категорий растительных остатков, для которых сценарии В1, В2 или В3 считаются вероятным альтернативным сценарием, следует применять следующие процедуры для совокупного количества идентифицированной биомассы:
  - (i) Продемонстрировать, что в проектом регионе имеются значительные излишки растительных остатков, которые не используются. Для этого необходимо продемонстрировать, что общее количество растительных остатков данного типа, ежегодно доступных в регионе проекта, по крайней мере, на 25 процентов больше, чем количество растительных остатков, которое ежегодно используется в регионе проекта (например, для производства энергии или в качестве сырья), включая объект проекта.
  - (ii) Продемонстрировать для участков, с которых получены растительные остатки, что растительные остатки не были собраны или использованы (например, в качестве топлива, удобрения или сырья), а были сброшены и оставлены для разложения, засыпаны землей, оставлены на поле для разложения после сбора урожая<sup>32</sup> или сожжены без получения энергии (например, сжигание на поле). Этот подход применим только к тем категориям растительных остатков, для которых участники проекта могут

---

<sup>32</sup> Разработчики проекта должны указать долю биомассы, которая превышает возможного повторного удобрения почвы, поскольку только эта часть биомассы может считаться неиспользованной.

четко определить место, откуда взяты растительные остатки.

- (iii) В случае, если избыток растительных остатков в регионе проекта не может быть подтвержден, альтернативное использование биомассы считается неизвестным (В4) и приводит к утечке.
54. Если в течение периода кредитования в проектной деятельности используются новые категории растительных остатков, которые не были указаны на этапе валидации, например, из-за новых источников растительных остатков, альтернативный сценарий для этих типов растительных остатков должен быть оценен с использованием процедур, изложенных в данном приложении для каждой новой категории растительных остатков.
55. Основным потенциальным источником утечки из-за растительных остатков является увеличение выбросов от сжигания ископаемого топлива или других источников в результате перенаправления растительных остатков от других видов использования на проектную установку в результате проектной деятельности. Альтернативный сценарий для растительных остатков, для которого эта потенциальная утечка актуальна – В4.
56. Фактические выбросы от утечки в каждом из этих случаев могут значительно отличаться и зависят от конкретной ситуации в рамках проектной деятельности. По этой причине в данном приложении используется упрощенный подход: предполагается, что при перенаправлении растительных остатков от других пользователей будет использовано эквивалентное количество ископаемого топлива в энергетическом исчислении, независимо от того, каким будет использование остатков растительных остатков в альтернативном сценарии.
57. Таким образом, для категорий растительных остатков, альтернативный сценарий которых был определен как В4, участники проекта должны рассчитать выбросы от утечки следующим образом:

$$LE_{BR,Div,y} = EF_{CO_2,LE} \times \sum_n BR_{PJ,n,y} \times NCV_{n,y}$$

Где:

$LE_{BR,Div,y}$	=	Утечка вследствие перенаправления растительных остатков из других областей применения в год $y$ (т $CO_2$ -экв.)
$EF_{CO_2,LE}$	=	Коэффициент выбросов $CO_2$ наиболее углеродоемкого ископаемого топлива, используемого в стране (т $CO_2$ /ГДж)
$BR_{PJ,n,y}$	=	Количество растительных остатков категории $n$ , используемых на объектах, расположенных на территории проекта и включенных в границы проекта в год $y$ (тонн в сухом виде)
$NCV_{n,y}$	=	Чистая теплотворная способность растительных остатков категории $n$ в год $y$ (ГДж/т сухого вещества)
$n$	=	Категории растительных остатков, для которых В4 был определен в качестве альтернативного сценария

58. Определение  $BR_{PJ, n, y}$  должно основываться на контролируемых объемах растительных остатков, используемых на объектах, включенных в границы проекта.
59. Если транспортировка растительных остатков происходит за пределами границ проекта, утечка в результате транспортировки растительных остатков за пределами границ проекта в год  $y$  ( $LE_{BRT, y}$ ) определяется аналогично положениям пункта 24.

60. Если обработка растительных остатков происходит за пределами границ проекта, утечка в результате обработки растительных остатков за пределами границ проекта в год  $y$  оценивается аналогично положениям пункта 25:

(a) Параметр  $PE_{BRP, electricity, y}$  определяется в соответствии с пунктом 20, где  $EC_{PJ, j, y}$  соответствует чистому увеличению потребления электроэнергии в год  $y$  в результате утечки<sup>33</sup>.

(b) Параметр  $PE_{BRP, fuel, y}$  соответствует  $PE_{FC, j, y}$  из Приложения 1.

(c) Параметр  $PE_{BRP, CH_4, y}$  соответствует  $LE_{CH_4, SWDS, y}$  из CDM TOOL06 Project emissions from flaring.

(d) Параметр  $PE_{BRP, COMP, y}$  соответствует  $LE_{COMP, y}$  из CDM TOOL13 Project and leakage emissions from composting.

(e) Параметр  $PE_{BRP, AD, y}$  соответствует  $LE_{AD, y}$  из CDM TOOL14 Project and leakage emissions from anaerobic digesters.

---

<sup>33</sup> Чистое увеличение потребления электроэнергии за пределами границ проекта в результате проектной деятельности должно быть отражено положительным значением. Если потребление электроэнергии снижается в результате проектной деятельности, чистое увеличение потребления электроэнергии следует принять равным нулю.

**Таблицы. Значения по умолчанию.**

**Таблица 1. Эталонные запасы SOC по умолчанию (SOC<sub>REF</sub>) для минеральных почв (т С/га на глубине 0-30 см)<sup>34</sup>**

Климатический регион	НАС почвы <sup>35</sup>	LAC почвы <sup>36</sup>	Песчаные почвы <sup>37</sup>	Сподсолные почвы <sup>38</sup>	Вулканические почвы <sup>39</sup>	Почвы водно-болотных угодий <sup>40</sup>
Полярный увлажненный/сухой	59	НП	27	НП	НП	НП
Бореальный увлажненный/сухой	63	НП	10	117	20	116
Холодный умеренный, сухой	43	33	13	НП	20	87
Холодный умеренный, увлажненный	81	76	51	128	136	128
Теплый умеренный, сухой	24	19	10	НП	84	74
Теплый умеренный, увлажненный	64	55	36	143	138	135
Тропический сухой	21	19	9	НП	50	22
Тропический увлажненный	40	38	27	НП	70	68
Тропический влажный	60	52	46	НП	77	49
Тропический горный	51	44	52	НП	96	82

**Таблица 2. Относительные коэффициенты изменения запасов для различных видов хозяйственной деятельности на возделываемых землях<sup>41</sup>**

Тип коэффициента	Уровень	Температурный режим	Режим увлажнения	Значение коэффициента	Описание и критерий
------------------	---------	---------------------	------------------	-----------------------	---------------------

<sup>34</sup> На основе Дополнения 2019 года к Руководящим принципам МГЭИК 2006 года для национальных инвентаризаций парниковых газов, Таблица 2.3 (обновленная).

<sup>35</sup> Почвы с минералами высокоактивного глинозема представляют собой легко-умеренно выветриваемые почвы, которые преобладают в соотношении 2:1 над кремнеземными минералами (в классификации Всемирной справочной базы для почвенных ресурсов) (World Reference Base for Soil Resources, WRB), к ним относятся лептосоли, вертисоли, каштаноземы, черноземы, фаеземы, лувисоли, алисоли, альбелувисоли, солонцы, известковые почвы, гипсисоли, умбрисоли, камбисоли, регосоли).

<sup>36</sup> От англ. low activity clay – почвы с минералами глинозема низкой активности представляет собой хорошо выветриваемые почвы, преобладающие в соотношении 1:1 над глиноземными минералами и рыхлыми почвами с содержанием железа и окислов алюминия (в классификации WRB включают: акрисоли, ликсисоли, нитисоли, ферралсоли, дурисоли).

<sup>37</sup> Включает все почвы, имеющие > 70% песка и < 8% глины, на основании стандартного анализа состава почвы (в классификации WRB включают ареносоли).

<sup>38</sup> Почвы с ярко выраженным подзолом.

<sup>39</sup> Почвы, произошедшие под влиянием вулканического пепла, с аллофанной минералогией (по классификации WRB – андосоли).

<sup>40</sup> Почвы с ограниченным дренажем, приводящим к периодическим затоплениям и анаэробным условиям (по классификации WRB – глеевые почвы).

<sup>41</sup> На основе Дополнения 2019 года к Руководящим принципам МГЭИК 2006 года для национальных инвентаризаций парниковых газов, Том 4, Таблица 5.5 (обновленная).

Землепользование ( $f_{LU}$ )	Долговременные обрабатываемые	Прохладный умеренный / Бореальный	Сухой	0,77	Площадь, которая находится под непрерывным управлением более 50 лет
			Увлажненный	0,70	
		Теплый умеренный	Сухой	0,76	
			Увлажненный	0,69	
		Тропический	Сухой	0,92	
			Увлажненный / Влажный	0,83	
Землепользование ( $f_{LU}$ )	Под паром (< 20 лет)	Умеренный/ бореальный и тропический	Сухой	0,93	Временно находящиеся под паром ежегодно возделываемые земли (например, законсервированные резервы) или другие отдыхающие возделываемые земли, которые вновь засеяны многолетними травами
			Увлажненный / Влажный	0,82	
		Тропический горный	НП	0,88	
Пахота ( $f_{MG}$ )	Полный	Все	Сухой и увлажненный / Влажный	1,00	Значительное возмущение почвы с полной инверсией и/или частыми (в рамках года) операциями обработки. Во время сева незначительная (например, <30%) часть поверхности покрыта остатками растений
Пахота ( $f_{MG}$ )	Сниженный	Прохладный умеренный/ Бореальный	Сухой	0,98	Первичная и/или вторичная вспашка, но с уменьшенным возмущением почвы (обычно мелкая вспашка и без полного оборота пласта почвы). Обычно оставляют поверхность с >30% покрытия остатками растений при севе
			Увлажненный	1,04	
		Тропический	Сухой	0,99	
			Увлажненный/ Влажный	1,04	
		Теплый умеренный	Сухой	0,99	
			Увлажненный/ Влажный	1,04	
Пахота ( $f_{MG}$ )	Беспашотный	Прохладный умеренный/ бореальный	Сухой	1,03	Прямая посадка без предварительной вспашки, только с минимальным возмущением почвы в зоне сева. Для борьбы с сорняками обычно используются гербициды.
			Увлажненный	1,09	
		Тропический	Сухой	1,04	
			Увлажненный/ Влажный	1,10	
		Теплый умеренный	Сухой	1,04	
			Увлажненный/ Влажный	1,10	

**Таблица 3. Относительные коэффициенты изменения запасов для различных уровней поступления биогенных элементов в возделываемые земли<sup>42</sup>**

Тип коэффициента	Уровень	Температурный режим	Режим увлажнения	Значение коэффициента	Описание и критерий
Поступление ( $f_{IN}$ )	Низкий	Умеренный/ Бореальный	Сухой	0,95	Низкая запашка остатков растений вследствие удаления этих остатков (путем сбора или сжигания), частое оставление под чистым паром или возделывание культур с небольшими остатками (например, бобовые, табак, хлопок) или отсутствие минеральных удобрений или азотфиксирующих культур
			Увлажненный	0,92	
		Тропический	Сухой	0,95	
			Увлажненный/ Влажный	0,92	
		Тропический горный	НП	0,94	
Поступление ( $f_{IN}$ )	Средний	Все	Сухой и Увлажненный/ Влажный	1,00	Все растительные остатки возвращаются на поле. Если остатки убираются, то вносится дополнительное органическое вещество (например, навоз). Кроме того, практикуется внесение минеральных удобрений или применение азотфиксирующих культур в севообороте
Поступление ( $f_{IN}$ )	Высокий без органических удобрений	Умеренный/ Бореальный и тропический	Сухой	1,04	Представляет собой значительно большие поступления остатков растений вследствие производства культур с высокой степенью остатков, использования зеленых удобрений, покровных культур, улучшенных чистых паров с растительностью, частого использования многолетних трав в ежегодном севообороте, но без применения органических удобрений
			Увлажненный/ Влажный	1,11	
		Тропический горный	НП	1,08	
Поступление ( $f_{IN}$ )	Высокий с органическими удобрениями	Умеренный/ Бореальный и тропический	Сухой	1,37	Представляет собой высокий уровень поступления остатков растений вместе с регулярным добавлением навоза
		-	Увлажненный/ Влажный	1,44	
		Тропический горный	НП	1,41	

<sup>42</sup> Там же.



**Таблица 4. Относительные коэффициенты изменения запасов ( $f_{LU}$ ,  $f_{MG}$ , and  $f_{IN}$ ) при управлении пастбищами** <sup>43</sup>

Тип коэффициента	Уровень	Климатический уровень	Значение коэффициента	Описание
Землепользование ( $f_{LU}$ )	Все	Все	1,00	Всем постоянным пастбищам дан коэффициент землепользования, равный 1
Управление t ( $f_{MG}$ )	Недеградирующие пастбища	Все	1,00	Представляет собой недеградирующие и устойчиво управляемые пастбища, но без значительных улучшений в использовании.
Управление ( $f_{MG}$ )	Высокоинтенсивный выпас скота	Все	0,90	Системы высокоинтенсивного выпаса (или вырубка и удаление растительности) с изменениями в составе растительности и, возможно, продуктивности, но не сильно деградированные
Управление ( $f_{MG}$ )	Сильно деградированные	Все	0,70	Предполагает крупные долгосрочные потери продуктивности и растительного покрова вследствие сильного механического ущерба для растительности и/или сильной эрозии почвы
Управление ( $f_{MG}$ )	Улучшенные пастбища	Умеренный/ Бореальный	1,14	Представляет собой пастбища, которые устойчиво управляются, с умеренной нагрузкой в виде выпаса скота, в отношении которых применяется, как минимум, один вид улучшений (например, удобрение)
		Тропический	1,17	
		Тропический горный	1,16	
Поступление ( $f_{IN}$ ) (применяется только)	Средний	Все	1,00	Относится к улучшенным пастбищам, на которых не используются дополнительные мероприятия в ходе управления

<sup>43</sup> На основе Дополнения 2019 года к Руководящим принципам МГЭИК 2006 г., Том 4, Таблица 6.2 (обновленная).

улучшенным пастбищам)	Высокий	Все	1,11	Применяется к улучшенным пастбищам, на которых осуществляются один или более дополнительных мероприятий/улучшений в ходе управления (кроме тех, которые необходимы для классификации пастбищ как улучшенных пастбищ)
-----------------------	---------	-----	------	--

**Таблица 5. Значения МГЭИК по умолчанию для  $MCF_{ww,treatment}$** <sup>44</sup>

Следует использовать приведенные ниже значения по умолчанию, соответствующие типу системы очистки сточных вод. Если это невозможно, то в качестве консервативной оценки можно предположить, что очистка сточных вод происходит в полностью анаэробных условиях, где  $MCF_{ww,treatment}$  равен 1.

Типы путей или систем и сброса сточных вод	Значение MCF
Сброс в моря, реки и озера	0,1
Аэробные очистные сооружения, хорошо управляемые	0,0
Аэробные очистные сооружения, плохо управляемые или перегруженные	0,33
Установка для анаэробного сбраживания отстоя сточных вод без восстановления метана	0,8
Анаэробный реактор (напр. – UASB-реактор, реактор с неподвижно закрепленной биопленкой) без восстановления метана	0,8
Анаэробные неглубокие отстойники (глубина менее 2 м)	0,2
Анаэробные глубокие отстойники (глубина более 2 м)	0,8
Канализационная система	0,5

<sup>44</sup> На основе значений по умолчанию Руководящих принципов МГЭИК 2006 г. Том 5. Глава 6.

## Приложение 11. Определение эффективности систем производства тепловой или электрической энергии при реализации базовой линии

1. Инструмент описывает различные процедуры для определения базовой эффективности системы производства энергии с целью оценки базовых выбросов. Инструмент может быть использован в случае проектной деятельности, которая повышает энергоэффективность существующей системы путем модернизации или замены существующей системы на новую<sup>45</sup>.
2. Инструмент предусматривает различные процедуры для определения базовой эффективности системы производства энергии: либо а) определяется функция эффективности нагрузки, которая устанавливает эффективность как функцию рабочей нагрузки системы, либо б) эффективность определяется консервативно как постоянная величина.
3. Этот инструмент применим к системам выработки энергии, которые:
  - (а) генерируют только электричество (без тепловой энергии); или
  - (б) производят только тепловую энергию (без электричества); или
  - (с) производят как электричество, так и тепловую энергию (когенерация).
4. Кроме того, действуют следующие условия:
  - (а) Данный инструмент применим к системам рекуперации отработанного тепла для расчета значений эффективности с использованием вариантов (А) - (Е), как это предусмотрено в пункте 5 ниже.
  - (б) Данный инструмент может применяться только в том случае, если нагрузка является основным рабочим параметром, влияющим на эффективность системы выработки энергии. Для систем когенерации соотношение тепла и мощности также может считаться основным рабочим параметром.
5. Участники проекта могут использовать один из следующих вариантов оценки эффективности системы выработки энергии:
  - (а) Вариант А: Используйте функцию эффективности нагрузки производителя.
  - (б) Вариант В: Определите функцию эффективности нагрузки на основе измерений и регрессионного анализа.
  - (с) Вариант С: Определите эффективность на основе исторических данных и регрессионного анализа.
  - (д) Вариант D: Используйте значения эффективности, указанные производителем.
  - (е) Вариант Е: Определите эффективность на основе измерений и используйте консервативное значение.
  - (f) Вариант F: Используйте значение по умолчанию.

---

<sup>45</sup> Приложение основано на методологии CDM TOOL09 "Determining the baseline efficiency of thermal or electric energy generation systems" (Version 03). При необходимости обращайтесь к первоисточнику.

6. Варианты (А) - (Е) применимы только к системам выработки энергии, использующим один вид топлива и топливную смесь, включая сжигание отходов. В случае топливной смеси эффективность энергогенерирующего оборудования рассчитывается на основе топлива с наибольшей долей в год мониторинга с точки зрения теплотворной способности.
7. Участники проекта должны документировать, какой вариант используется для определения эффективности соответствующей системы, включая, в случае вариантов (В), (С) или (Е), тип используемого измерительного оборудования, подробную информацию о том, как проводились измерения, и результаты измерений.
8. Для проектов когенерации участники проекта должны также документировать и обосновать выбор соотношения тепла и мощности, используемого при измерениях.
9. **Вариант А: Используйте функцию эффективности нагрузки производителя**
10. Этот параметр нельзя применять для определения постоянной эффективности. Вариант может быть использован, если:
  - (а) производитель системы выработки энергии предоставил функции эффективности нагрузки или кривые производительности для системы во время установки; и
  - (б) если эти функции или кривые четко показывают эффективность системы при всех применимых нагрузках и для соответствующего диапазона эксплуатационных условий<sup>46</sup>; и
  - (с) функции или кривые соответствуют характеристикам оборудования/системы; и
  - (д) если до реализации проектной деятельности не было проведено модернизаций системы, которые могли бы повысить ее эффективность.
11. Функция эффективности нагрузки системы выработки энергии выводится из функции или кривых производителя, при этом каждая точка нагрузки должна иметь соответствующий КПД для соответствующих рабочих условий (например, давления и температуры пара).
12. В случае кривых производительности участники проекта могут либо вывести математическую функцию на основе кривой, либо разработать таблицу со значениями КПД в зависимости от нагрузки. Математическая функция или таблица должны точно соответствовать кривым производительности производителя.
13. Если производитель предоставляет математическую зависимость, эта зависимость может быть использована непосредственно для получения значений базовой эффективности системы выработки энергии для соответствующих рабочих условий (например, давления и температуры пара).
14. Этот вариант является консервативным, поскольку фактическая эффективность системы выработки энергии обычно ниже, чем эффективность на момент установки, из-за старения и износа системы, если только система не модернизируется в процессе эксплуатации.
15. **Вариант В: Определите функцию эффективности нагрузки на основе измерений и регрессионного анализа**

---

<sup>46</sup> Этот вариант не может быть использован, если производитель предоставил значения эффективности только в отдельных точках нагрузки. В этом случае участники проекта могут рассмотреть вариант D.

16. Определите функцию эффективности нагрузки путем проведения испытаний эффективности системы выработки энергии<sup>47</sup> и применения регрессионного анализа результатов испытаний. Испытания эффективности должны проводиться в соответствии с указаниями, содержащимися в соответствующих национальных/международных стандартах<sup>48</sup>. Все измерения должны проводиться сразу после проведения планового профилактического обслуживания и при благоприятных условиях эксплуатации<sup>49</sup>. Во время измерительной кампании нагрузка должна изменяться во всем рабочем диапазоне или в пределах номинальной мощности системы выработки энергии. Затем следует определить эффективность системы при различных установившихся условиях. Процедуры мониторинга и результаты должны быть подробно задокументированы. Испытания должны проводиться независимой организацией, такой как поставщик оборудования, отраслевые эксперты/консультанты и т. д. Результаты испытаний эффективности должны быть подтверждены.
17. Испытания по определению эффективности должны проводиться для всей системы в целом, включая вспомогательное оборудование, такое как система кондиционирования топлива, системы предварительного нагрева и т. д. Должны учитываться все входы и выходы энергии, такие как подача питательной воды или потери энергии через потери при продувке. Измерения должны проводиться для всей системы с использованием калиброванного оборудования в соответствии с требованиями соответствующих национальных/международных стандартов.
18. При проведении испытаний две последовательные точки нагрузки в диапазоне нагрузок должны иметь приращение не менее 5% от номинальной мощности системы. Все испытания на эффективность должны проводиться в течение заранее определенного дискретного интервала времени, как указано в стандартах. Все испытания должны иметь одинаковую продолжительность.
19. Каждый тест на эффективность предоставляет пару данных, т. е. (1) нагрузку системы и (2) эффективность системы при данной конкретной нагрузке. На основе данных, собранных во всех точках нагрузки, функция эффективности нагрузки должна быть установлена с помощью регрессионного анализа. Участники проекта должны выбрать наиболее подходящую модель регрессии<sup>50</sup>, такую как линейная, полиномиальная и т. д., следуя общим указаниям, приведенным ниже:
  - (a) Измерьте эффективность системы выработки энергии в различных точках нагрузки, как описано выше.
  - (b) Сделайте диаграмму рассеяния, чтобы определить степень модели. Определите потенциальные выбросы, которые следует отфильтровать, или повторно проведите

---

<sup>47</sup> Испытания должны быть проведены до внедрения модернизаций, являющихся частью проектной деятельности.

<sup>48</sup> Национальные/международные стандарты содержат подробные процедуры, методы, указания и/или рекомендации по условиям эксплуатации системы, условиям испытаний, регистрации измерений, допустимым вариациям измерений, инструментарию, управлению неопределенностью и т. д. в ходе эксплуатационных/приемочных испытаний.

<sup>49</sup> Благоприятные условия эксплуатации - это оптимальные условия эксплуатации, репрезентативные или благоприятные условия окружающей среды для наилучшей эффективности системы выработки энергии, включая температуру и влажность и т. д.

<sup>50</sup> При использовании регрессионного анализа следует применять необходимые меры предосторожности для обеспечения консервативности и строгости установленной регрессионной модели. В процессе подбора регрессии следует учитывать допущения и требования к регрессионным моделям, например, тестирование на мультиколлинеарность. Участникам проекта рекомендуется использовать стандартное программное обеспечение для проведения регрессионного анализа и определения стандартной ошибки.

тест на этом уровне, чтобы подтвердить выброс. Подгонка полиномов высшего порядка для независимой переменной со средним, не равным нулю, может создать сложные проблемы мультиколлинеарности. В частности, полиномы будут сильно коррелировать из-за среднего значения первичной независимой переменной. Правильный размер выборки имеет решающее значение для обеспечения хорошей репрезентативности кривой. Примите во внимание, что полиномиальные модели не могут быть использованы для экстраполяции.

- (c) Определите коэффициент уравнения, используя любую методику, но с учетом рекомендаций в пункте (b) выше.
20. Модель должна включать:
- (a) Таблицу ANOVA<sup>8</sup> (Analysis of Variance), показывающую регрессионную и остаточную суммы квадратов и значимость.
  - (b) Таблицу коэффициентов, показывающую значимость, они должны быть ниже 0,05.
  - (c) Подтверждающий анализ данных, используя проверку нулевой гипотезы, чтобы охватить всю совокупность и позволить прогнозирование только для диапазона выборочных данных.
  - (d) Использование  $\alpha$  = вероятность, для обеспечения статистической значимости рекомендуется значение 0,05.
21. Результирующая функция эффективности нагрузки, полученная с помощью регрессионной модели, должна быть скорректирована с учетом неопределенности консервативным образом, путем рассмотрения верхних граничных значений диапазона при 95% доверительном уровне в точке нагрузки, где должна быть получена эффективность.
- 22. Вариант C: Определите функцию эффективности на основе исторических данных и регрессионного анализа**
23. Этот параметр можно использовать для определения функции эффективности нагрузки или постоянной эффективности.
24. Применяются следующие условия:
- (a) В случае, когда руководство используется для определения функции эффективности нагрузки, этот вариант может быть использован только в том случае, если измеренные данные о нагрузке и других параметрах, необходимых для определения эффективности системы, доступны на почасовой основе (или за более короткий период времени) за последний год, предшествующий реализации проектной деятельности.
  - (b) В случае, если руководство используется для установления постоянной эффективности, этот вариант может быть использован только при наличии ежегодных данных об эффективности системы производства энергии за последние три года, предшествующие реализации проектной деятельности.
  - (c) В период, за который используются исторические данные, не проводилось никаких модернизаций, которые могли бы повысить эффективность системы выработки энергии. Исторические данные должны быть фактическими измеренными данными, такими как расход, давление, температура, расход топлива, выход энергии и т. д., в зависимости от ситуации (например, из журналов учета работы установки).

25. Если руководство используется для установления постоянной эффективности, следует выбрать самую высокую годовую эффективность за последние три года.
26. Если руководство используется для определения функции эффективности нагрузки, следует применить регрессионный анализ, следуя указаниям, приведенным в варианте б) выше, используя исторические данные за последний год вместо проведения измерений в системе. Пары данных по нагрузке и эффективности должны использоваться для того интервала времени, на котором они доступны (один час или, если доступно, для более короткого интервала времени).
27. Участники проекта должны задокументировать полный набор данных, использованных для определения функции эффективности.
- 28. Вариант D: Используйте значения эффективности, указанные производителем**
29. Этот параметр можно использовать для определения постоянной эффективности.
30. Применяются следующие условия:
  - (a) Если производитель предоставляет не функции эффективности при полной нагрузке или кривые производительности (если эти функции предоставляются, применяется вариант А), а только значение максимальной эффективности при оптимальных условиях эксплуатации.
  - (b) До реализации проекта не было проведено никаких модернизаций, которые могли бы повысить эффективность энергосистемы.
31. Если эти условия соблюдены, эффективность, указанная производителем, может быть использована в качестве консервативного подхода.
- 32. Вариант E: Определите эффективность на основе измерений и используйте консервативное значение**
33. Этот вариант может быть использован для определения постоянной эффективности. Согласно этому варианту, эффективность системы выработки энергии должна быть измерена на основе эксплуатационных испытаний до начала реализации проектной деятельности в соответствии с национальными/международными стандартами, при дискретных нагрузках в пределах рабочего диапазона или по всему диапазону номинальной мощности, предпочтительно с использованием прямых методов (т. е. делением чистого выхода на сумму всех входов).
34. При испытаниях две последовательные точки нагрузки в диапазоне нагрузок должны иметь приращение не менее 5% от номинальной мощности системы. В каждой точке нагрузки должен быть проведен один набор измерений. Все испытания эффективности должны проводиться в течение одного и того же заранее определенного дискретного интервала времени, как указано в стандартах, в присутствии независимой стороны (например, производителя системы, технического консультанта и т. д.).
35. Все измерения должны проводиться сразу после проведения планового профилактического обслуживания и при благоприятных условиях эксплуатации (оптимальные условия эксплуатации, репрезентативные или благоприятные условия окружающей среды для наилучшей эффективности системы выработки энергии, включая температуру и влажность, и т. д.). Во время измерительной кампании нагрузка изменяется во всем рабочем диапазоне, и эффективность системы выработки энергии определяется для различных уровней

установившейся нагрузки. Процедуры и результаты измерений должны быть подробно задокументированы. Должно быть проведено не менее 10 измерений при различных нагрузках в полном рабочем диапазоне или диапазоне номинальной мощности, при этом самое высокое измеренное значение КПД должно рассматриваться в качестве консервативного подхода.

36. Испытания должны проводиться для всей системы, включая вспомогательное оборудование, такое как система кондиционирования топлива, системы предварительного нагрева и т. д. Должны быть учтены все входы и выходы энергии, такие как подача питательной воды или потери энергии через потери при продувке. Измерения должны проводиться с использованием калиброванного оборудования в соответствии с требованиями соответствующих национальных/международных стандартов.
37. В качестве альтернативы, если проверка эффективности была проведена в рамках завершения предыдущей деятельности по модернизации, энергоаудита или оценки эффективности оборудования в течение 3 лет до начала реализации проектной деятельности, и если измерения и определение эффективности уже были проверены и сертифицированы независимой стороной, участники проекта могут использовать те же данные без проведения новой кампании измерений. Данная альтернатива не применима, если была проведена модернизация для повышения энергоэффективности.
38. Участники проекта должны обосновать и задокументировать выбранные оптимальные условия эксплуатации.
- 39. Вариант F: Используйте значение по умолчанию**
40. Этот параметр можно использовать для определения постоянной эффективности. Участники проекта могут использовать значения по умолчанию для соответствующей технологии из приложения в качестве значения постоянной эффективности.
- 41. Коэффициенты эффективности по умолчанию**

**Таблица 11.1. КПД по умолчанию для систем производства тепловой энергии**

Технология системы производства энергии	Эффективность по умолчанию
Котел, работающий на природном газе (без конденсатора)	92%
Котел, работающий на масле, адаптированный как котлы, работающие на природном газе (без конденсатора)	87%
Мазутный котел	90%
Котел, работающий на биомассе (на основе сухой биомассы)	85%
Котел, работающий на угле	90%
Другое	100%

**Таблица 11.2. КПД по умолчанию для электростанций с установленной мощностью более 1 МВт<sup>51</sup>**

Технология генерации	Год ввода в эксплуатацию		
	год ввода ≤ 2000	2000 < год ввода ≤ 2012	год ввода > 2012

<sup>51</sup> Основными источниками значений являются публикации МЭА "Energy technology perspective publication" с 2010 по 2017 год, МЭА "Projected costs of generating electricity", 2015 год и МЭА World Energy Outlook, 2018 год.



Уголь			
Подкритический	37%	39%	39%
Сверхкритический	-	45%	45%
Ультра-сверхкритический	-	50%	50%
IGCC	-	50%	50%
FB	35,5%	-	-
CFB	36,5%	40%	43%
PFB	-	41,5%	45%
Природный газ			
Поршневой газовый двигатель	33%	40%	48%
Газовая турбина открытого цикла	30%	39%	44%
Газовая турбина комбинированного цикла	46%	60%	62%
Масло			
Паровая турбина	37,5%	39%	44%
Поршневой двигатель	33%	40%	48%

Биомасса <sup>52</sup>	
IGCC	42%
Другое	35%
Когенерация <sup>53</sup>	
Паровая турбина	83%
Газовая турбина	83%
Поршневой двигатель	89%
Микротурбина (до 500 кВт)	78%

**Таблица 11.3. КПД по умолчанию для электростанций с установленной мощностью до 1000 кВт**

Технология производства	Номинальная мощность электростанций (CAP, в кВт)					
	CAP≤10	10<CAP ≤50	50<CAP ≤100	100<CAP ≤200	200<CAP ≤400	400<CAP ≤1000
Газопоршневая установка (например, дизельные, мазутные, газовые двигатели) <sup>54</sup>	28%	33%	35%	37%	39%	42%
Газотурбинные установки <sup>55</sup>	28%	32%	34%	35%	37%	40%

<sup>52</sup> Теплотворная способность биомассы измеряется на сухой основе. Допускается совместное сжигание ископаемого топлива в количестве не более 1% на энергетической основе, включая пусковое топливо. Основные источники значений: МЭА, Energy technology perspective, 2017, МЭА, Projected costs of generating electricity, 2015 и МЭА, World Energy Outlook, 2018.

<sup>53</sup> Значения относятся к общему КПД, для электрического КПД используйте значения по умолчанию для систем, вырабатывающих только электроэнергию. Основной источник значений для когенерации: Implementing EPA's Clean Power Plan: A Menu of Options <[http://www.4cleanair.org/NACAA\\_Menu\\_of\\_Options](http://www.4cleanair.org/NACAA_Menu_of_Options)> и IEA, Energy technology perspective, 2017, IEA, Projected costs of generating electricity, 2015 и IEA, World Energy Outlook, 2018.

<sup>54</sup> На основе данных о потреблении дизельного топлива, доступных на сайте [https://www.dieselserviceandsupply.com/Diesel\\_Fuel\\_Consumption.aspx](https://www.dieselserviceandsupply.com/Diesel_Fuel_Consumption.aspx).

<sup>55</sup> См. сноску 6 и Implementing EPA's Clean Power Plan: A Menu of Options [http://www.4cleanair.org/NACAA\\_Menu\\_of\\_Options](http://www.4cleanair.org/NACAA_Menu_of_Options).

Малый котел/паровая/турбинная установка	7%	7%	7%	7%	7%	7%	
---	----	----	----	----	----	----	--