



**АНАЛИЗ
ТРЕБОВАНИЙ МЕЖДУНАРОДНЫХ
НОРМ, СТАНДАРТОВ, НОРМАТИВНЫХ
ПРАВОВЫХ АКТОВ И ЛУЧШИХ ПРАКТИК
РАСЧЕТА СЕТЕВЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ
ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ**

МОСКВА
2022

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор ООО «КарбонЛаб»

_____ М.А. Юлкин

« ____ » _____ 2022 г.

Аналитический отчет по теме:

**АНАЛИЗ ТРЕБОВАНИЙ МЕЖДУНАРОДНЫХ НОРМ,
СТАНДАРТОВ, НОРМАТИВНЫХ ПРАВОВЫХ АКТОВ
И ЛУЧШИХ ПРАКТИК РАСЧЕТА СЕТЕВЫХ
КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ**

Москва

2022 г.

Настоящий отчет подготовлен ООО «КарбонЛаб» по заказу Ассоциации «НП Совет рынка» на основании Договора №2022/34 от 26.05.2022 г.



Исполнители:

Михаил Юлкин, руководитель работ

Владимир Дьячков, к.т.н., ответственный исполнитель

Владимир Сидорович, к.э.н., исполнитель

Герман Заозерский, исполнитель

Владислав Лытов, исполнитель

Евгений Матыцин, исполнитель

Никита Бибилов, исполнитель

ООО «КарбонЛаб»

Адрес: Россия, 127473, г. Москва,
ул. Селезневская, 11А, с. 2, офис 411

Тел.: +7 916 635 23 85

+7 921 246 29 49

Эл. почта: info@carbonlab-llc.ru

ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	6
ВВЕДЕНИЕ	7
1. АНАЛИЗ ТРЕБОВАНИЙ НОРМАТИВНЫХ ПРАВОВЫХ АКТОВ И ЛУЧШИХ ПРАКТИК РАСЧЕТА СЕТЕВЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЫБРОСОВ В СТРАНАХ РЕФЕРЕНТНОЙ ГРУППЫ.....	9
1.1. Страны Европейского Союза	9
1.1.1. Германия.....	9
1.1.2. Италия.....	18
1.1.3. Франция.....	22
1.2. Страны Азиатско-Тихоокеанского региона.....	26
1.2.1. США.....	26
1.2.2. Индия	35
1.2.3. Китай.....	38
1.3. Страны БРИКС	46
1.3.1. Бразилия	46
1.3.2. ЮАР	49
1.4. Постсоветские страны	55
1.4.1. Казахстан	55
1.4.2. Латвия	56
1.4.3. Литва.....	58
1.5. Прочие страны.....	60
1.5.1. Норвегия	60
1.5.2. Великобритания.....	63
1.5.3. Иран	66
2. АНАЛИЗ ТРЕБОВАНИЙ МЕЖДУНАРОДНЫХ СТАНДАРТОВ К СЕТВЫМ КОЭФФИЦИЕНТАМ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ	67
2.1. Протокол по парниковым газам	67
2.2. Стандарт ISO 14064-1:2018	73
2.3. Сравнительный анализ требований Протокола по парниковым газам и стандарта ISO 14064-1:2018.....	74
3. АНАЛИЗ МЕЖДУНАРОДНЫХ МЕТОДИК РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТОВ КОСВЕННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ВЫБРОСОВ.....	75
3.1. Методика Международного энергетического агентства.....	75
3.2. Методика Ассоциации эмиссионных органов (AIB).....	81
3.3. Методика CDM.....	93

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	97
ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЪЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ИНФОРМАЦИИ	100
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Сетевые коэффициенты выбросов парниковых газов, публикуемые Правительством Великобритании.....	105
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Коэффициенты выбросов парниковых газов, связанные с потерями электроэнергии при транспортировке и распределении, публикуемые Правительством Великобритании.....	106
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Алгоритм расчета несертифицированного остатка генерации (Residual Mix) и Европейской атрибутивной смеси (European Attribute Mix).....	107
ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Результаты анализа практики расчета сетевых коэффициентов выбросов в странах Евросоюза.....	108
ПРИЛОЖЕНИЕ 5. Результаты анализа практики расчета сетевых коэффициентов выбросов ПГ в странах Азиатско-Тихоокеанского региона.....	111
ПРИЛОЖЕНИЕ 6. Результаты анализа практики расчета сетевых коэффициентов выбросов ПГ в странах БРИКС	115
ПРИЛОЖЕНИЕ 7. Результаты анализа практики расчета сетевых коэффициентов выбросов ПГ в постсоветских странах	118
ПРИЛОЖЕНИЕ 8. Результаты анализа практики расчета сетевых коэффициентов выбросов ПГ в Великобритании, Норвегии, Иране	119
ПРИЛОЖЕНИЕ 9. Сводная таблица результатов анализа практики расчета сетевых коэффициентов выбросов ПГ в странах референтной группы	122

ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящем отчете применяются следующие термины и определения:

сетевой коэффициент выбросов (англ. *emission factors*) – отношение массы парниковых газов, поступивших в атмосферу при сжигании топлива для выработки электроэнергии, поставляемой в энергосистему (сеть) региона или страны, за определенный период времени, к общему количеству электроэнергии, поставленной в данную энергосистему (включая электроэнергию от низкоуглеродных источников генерации) за тот же период времени¹;

организации – юридические лица и индивидуальные предприниматели, осуществляющие хозяйственную и иную деятельность и потребляющие электрическую энергию;

прямые выбросы (англ. *Scope 1, выбросы Охвата 1*) – выбросы парниковых газов в атмосферу от источников, которые принадлежат или контролируются организацией;

косвенные энергетические выбросы (англ. *Scope 2, выбросы Охвата 2*) – выбросы парниковых газов в атмосферу при производстве потребленной организацией для собственных нужд энергии из внешних источников, не принадлежащих данной организации и не контролируемых ею;

прочие косвенные выбросы (англ. *Scope 3, выбросы Охвата 3*) – все остальные выбросы парниковых газов в атмосферу, которые косвенным образом связаны с осуществлением организацией хозяйственной и иной деятельности;

несертифицированный остаток генерации (англ. *Residual mix*) – количество электроэнергии, произведённой на генерирующих объектах различных типов с использованием различных видов топлива, за вычетом количества электроэнергии, по которым атрибуты генерации были переданы производителями в форме договорных инструментов конкретным покупателям;

коэффициент несертифицированного остатка генерации – отношение массы парниковых газов, поступивших в атмосферу при сжигании топлива для выработки электроэнергии, поставляемой в энергосистему (сеть) региона или страны, за определенный период времени, к общему количеству электроэнергии, поставленной в данную энергосистему (включая электроэнергию от ВИЭ) за тот же период времени за вычетом количества электроэнергии и массы парниковых газов, по которым атрибуты генерации были переданы производителями в форме договорных инструментов конкретным покупателям

лучшие практики расчета коэффициентов сетевых выбросов – наиболее передовые, научно обоснованные и апробированные на практике варианты реализации методов расчета сетевых коэффициентов выбросов парниковых газов.

¹ В зарубежных источниках, под термином «сетевой» подразумевают электроэнергию, полученную потребителем из внешней энергосистемы. Это во много определяется тем, что сетевая инфраструктура и управление энергосистемой часто находятся под единым управлением. Для ЕЭС России возможно также применения термина «коэффициент выбросов энергосистемы», что будет более четко отражать его назначение. Однако для целей настоящего отчета здесь и далее будет применяться термин, характерный для зарубежных стран.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в России отсутствуют официально публикуемые утвержденные сетевые коэффициенты выбросов парниковых газов (ПГ), необходимые для количественной оценки организациями косвенных энергетических выбросов (выбросы Охвата 2). Этот факт создает для российских организаций значительные трудности при определении выбросов Охвата 2 в рамках подготовки корпоративной отчетности (годовые отчеты, отчеты об устойчивом развитии), добровольной международной углеродной отчетности (CDP² отчетность), а также подготовки к введению обязательной отчетности о выбросах парниковых газов (ПГ) в Российской Федерации.

В 2017 г. приказом Минприроды России от 29.06.2017 №330³ были утверждены Методические указания по количественному определению косвенных энергетических выбросов. К сожалению, данные методические указания не нашли практического применения для расчета выбросов, связанных с покупкой электроэнергии, так как организациям предлагалось самим посчитать сетевые коэффициенты выбросов, при том, что в России отсутствуют в открытом доступе исходные данные, необходимые для выполнения расчетов.

В отсутствии публикуемых на национальном уровне сетевых коэффициентов выбросов и невозможности самостоятельно их рассчитать, российские организации вынуждены обращаться к зарубежным источникам⁴, публикующим коэффициенты выбросов для России, корректность определения которых проверить невозможно.

Понимая актуальность проблемы, связанной с отсутствием в России механизма количественного определения национального сетевого коэффициента (коэффициентов) выбросов, Ассоциация «НП Совет рынка» в 2021 году начала работы по созданию концепции такого механизма. В том же 2021 году компанией АО «Администратор торговой системы»⁵ в тестовом режиме был запущен интернет-ресурс⁶, публикующий в информационных целях сетевой коэффициент выбросов CO₂ для первой синхронной зоны Российской Федерации за различные периоды времени (час, сутки, месяц, год).

Цель настоящего отчета заключается в изучении и анализе международных требований, стандартов, нормативных правовых актов и лучших практик расчета сетевых коэффициентов выбросов ПГ для определения выбросов Охвата 2. Полученные результаты в дальнейшем будут использованы для уточнения и дополнения Концепции расчета сетевых коэффициентов выбросов ПГ, разрабатываемой Ассоциацией «НП Совет рынка» и АО «АТС».

Для выполнения поставленной цели ООО «КарбонЛаб» были изучены и проанализированы нормативные и методические документы, а также практика расчета сетевых коэффициентов выбросов в различных странах. В частности, в группу референтных стран для анализа вошли страны Евросоюза (Германия, Италия, Франция), страны Азиатско-Тихоокеанского региона и страны БРИКС (США, Индия, Китай, Бразилия, ЮАР), постсоветские страны (Казахстан, Латвия, Литва), а также

² Carbon Disclosure Project, CDP (Проект раскрытия информации о выбросах углерода) - независимая международная организация, ведущая крупнейшую в мире базу данных о выбросах парниковых газов компаниями и городами путем опроса участников проекта.

³ <https://docs.cntd.ru/document/456079014>

⁴ В качестве примера можно привести ресурс компании Carbon Footprint [2022_03_emissions_factors_sources_for_2021_electricity_v11.pdf](https://www.carbonfootprint.com/2022_03_emissions_factors_sources_for_2021_electricity_v11.pdf) ([carbonfootprint.com](https://www.carbonfootprint.com))

⁵ АО «Администратор торговой системы» является 100 % дочерней компанией НП "Совет рынка"

⁶ <https://www.atsenergo.ru/results/co2>

Великобритания, Норвегия, Иран. Результаты изучения и анализа представлены в сводных таблицах в Приложениях 4-9 к настоящему отчету.

Также проанализированы требования к сетевым коэффициентам выбросов международных стандартов – Протокола по парниковым газам (GHG Protocol) и ISO 14064-1:2018, а также международных методик, разработанных Международным энергетическим агентством (IEA), Ассоциацией эмиссионных органов (AIB) и Рамочной конвенцией ООН по изменению климата для проектов чистого развития (CDM).

1. АНАЛИЗ ТРЕБОВАНИЙ НОРМАТИВНЫХ ПРАВОВЫХ АКТОВ И ЛУЧШИХ ПРАКТИК РАСЧЕТА СЕТЕВЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЫБРОСОВ В СТРАНАХ РЕФЕРЕНТНОЙ ГРУППЫ

1.1. Страны Европейского Союза

1.1.1. Германия

Предприятия Германии учитывают выбросы парниковых газов и составляют соответствующую отчетность на основании DIN ISO 14064-1 и GHG Protocol^{7 8}. Какие-либо национальные нормативные акты, инструкции, дополняющие или подменяющие эти документы не представлены в открытом доступе.

Обязанность предприятий отчитываться о выбросах введена немецким Законом о реализации директивы CSR (нем. - CSR-Richtlinie-Umsetzungsgesetz) 2017 года, которым была ратифицирована европейская Директива о нефинансовой отчетности (NFRD) 2014/95/EU⁹.

Соответствующая норма закреплена в Хозяйственном кодексе (HGB) – статьи 289(b) и 289(c)¹⁰. Она касается компаний с численностью работников от 500 человек, хотя на практике отчетность о выбросах готовят и многие малые предприятия, поскольку того требуют их заказчики в целях получения информации о выбросах в цепочке поставок.

Информацию об углеродном следе потребляемой электроэнергии предприятия ФРГ получают от поставщиков электроэнергии (сбытовых компаний). В соответствии с немецким Законом об электро- и газоснабжении (статья 42)¹¹ вся электроэнергия должна быть «промаркирована». Электроснабжающие компании обязаны указывать в своих счетах конечным потребителям и в адресованных им рекламных материалах, а также на своем интернет-сайте по продаже электроэнергии: 1) долю отдельных энергоносителей (ядерная энергия, уголь, природный газ и другие ископаемые виды топлива, электроэнергия, финансируемая за счет надбавки EEG (тарифная «надбавка на ВИЭ»), возобновляемые источники энергии с подтверждением происхождения, не финансируемые за счет надбавки EEG) в общей структуре источников энергии, которые использовал поставщик; 2) **информацию о воздействии на окружающую среду, по крайней мере, в отношении выбросов двуокси углерода (CO₂) и радиоактивных отходов**, которые относятся к общему набору энергоносителей, используемых поставщиком для производства электроэнергии. Информация о составе энергоносителей и воздействии на окружающую среду должна быть дополнена соответствующими средними значениями производства электроэнергии в Германии (то есть параллельно, отдельной строкой должны публиковаться средние данные по ФРГ).

Методические указания по применению данной законодательной нормы («Методические указания по маркировке электроэнергии») публикуются BDEW,

⁷ <https://allianz-entwicklung-klima.de/toolbox/welche-normen-zur-co2-bilanzierung-von-unternehmen-gibt-es/>

⁸ Немецкая генерирующая и сбытовая компания EnBW прямо сообщает, что «балансирует выбросы и CO₂ и отчитывается о них в соответствии с международным стандартом „Greenhouse Gas Protocol“»: <https://www.enbw.com/unternehmen/nachhaltigkeit/environment/umweltschutz/co-fussabdruck.html>

⁹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32014L0095>

¹⁰ Handelsgesetzbuch: https://www.gesetze-im-internet.de/hgb/_289b.html

¹¹ Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), § 42 Stromkennzeichnung, Transparenz der Stromrechnungen, Verordnungsermächtigung: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_42.html

немецким Федеральным союзом энергетического и водного хозяйства (ассоциация, объединяющая большинство энергетических предприятий ФРГ)¹².

Предприятия Германии могут использовать разные источники информации для получения сетевых коэффициентов выбросов. Не существует нормативных актов, которые бы однозначно предписывали использовать строго определенный сетевой коэффициент выбросов из определенного источника.

Согласно данным Рабочей группы «Промышленность» при Министерстве экономики и энергетики ФРГ, «существуют как частные базы данных, доступ к которым часто обходится компаниям дорого (например, Ecoinvent, база данных GaBi¹³), так и общедоступные базы данных, качество данных которых зачастую не соответствует потребностям компаний-производителей (например, ProBas, МГЭИК¹⁴). Причина, по которой выбросы компаний трудно сравнивать, заключается в использовании различных сетевых коэффициентов выбросов. Здесь должны быть созданы равные условия и единая, ориентированная на качество база данных, а также единый доступ к данным. Такие страны, как Франция и Великобритания, уже создали сопоставимые базы данных»¹⁵.

Наиболее известным и часто применяемым источником сетевых коэффициентов выбросов в ФРГ являются ежегодные публикации Федерального агентства по окружающей среде (нем. – Umweltamt, сокращенно - UBA) «Динамика выбросов парниковых газов немецкой электроэнергетики»¹⁶. Публикация содержит методологию расчёта.

В соответствии со статьей 5 Федерального закона по защите климата (нем. – Klimaschutzgesetz, KSG)¹⁷ Федеральное агентство по окружающей среде уполномочено собирать данные о выбросах парниковых газов (CO₂, CH₄, N₂O) на основе методологических спецификаций Европейского регламента климатической отчетности за предыдущий год по секторам, указанным в приложении 1 KSG, и определять, соответствуют ли годовые объемы выбросов, указанные в Приложении 2 KSG, разрешенным выбросам.

Данные об объемах выбросов CO₂ от каждого энергоносителя (каменный и бурый уголь, природный газ, нефть/нефтепродукты, бытовые отходы, прочее) в млн тонн за год содержатся в приложении 1 к вышеупомянутой публикации UBA. Сетевые коэффициенты выбросов для всех используемых топлив содержатся в приложении 3 к публикации UBA. Источником является база данных UBA (ZSE).

Ежегодное обновление сетевых коэффициентов выбросов CO₂ в Германии, публикуемых UBA, основывается на следующих данных:

- данных о выбросах CO₂ в соответствии с отчетами о выбросах парниковых газах, передаваемых в Секретариат Рамочной конвенции ООН об изменении климата;

¹² <https://www.bdew.de/service/datenplattform-stromkennzeichnung/>

¹³ <https://ghgprotocol.org/gabi-databases>

¹⁴ <https://ghgprotocol.org/Third-Party-Databases/IPCC-Emissions-Factor-Database>

¹⁵ Ergebnisse der Design Thinking Workshops „CO₂ Bilanzierung und Zertifizierung in Unternehmen“ - https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/E/Ergebnisse_DT_Workshops_CO2_Bilanzierung.pdf?__blob=publicationFile&v=2

¹⁶ Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2021, UBA, April 2022 <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-8>

¹⁷ <https://www.gesetze-im-internet.de/ksg/BJNR251310019.html>

- данных о производстве электроэнергии Рабочей группы по энергетическим балансам (нем. -Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen)¹⁸;
- данных Федерального статистического управления¹⁹ и
- данных Рабочей группы по статистике возобновляемых источников энергии (AGEE - Stat) при Министерстве экономики и защиты климата²⁰.

UBA публикует следующие основные сетевые коэффициенты выбросов:

Сетевой коэффициент выбросов №1.

Сетевой коэффициент выбросов CO₂ на основе «потребления электроэнергии»:

$$EF_{CO_2,consume} = \frac{E_{CO_2,total}}{EG_{gross} - EC_{aux} - EC_{pump} - EC_{losses}}, \quad (1.1)$$

где $EF_{CO_2,consume}$ – сетевой коэффициент выбросов CO₂ на основе «потребления электроэнергии», кг CO₂/кВт·ч;

$E_{CO_2,total}$ – общее количество выбросов CO₂, кг CO₂;

EG_{gross} – валовая выработка электроэнергии, кВт·ч;

EC_{aux} – потребление электроэнергии на собственные производственные нужды электростанций, кВт·ч;

EC_{pump} – потребление электроэнергии на закачку воды в верхнее водохранилище на ГАЭС, кВт·ч;

EC_{losses} – потери электроэнергии в сети при ее транспортировке и распределении, кВт·ч.

Сетевой коэффициент выбросов №2.

Сетевой коэффициент выбросов на основе «внутреннего потребления электроэнергии»:

$$EF_{CO_2,inland,consume} = \frac{E_{CO_2,total}}{EG_{gross} - EC_{aux} - EC_{pump} - EC_{losses} - EC_{trade}}, \quad (1.2)$$

где $EF_{CO_2,inland,consume}$ – сетевой коэффициент выбросов CO₂ на основе «внутреннего потребления» электроэнергии, кг CO₂/кВт·ч;

EC_{trade} – сальдо внешней торговли электроэнергией, кВт·ч.

Сетевой коэффициент выбросов №3.

Сетевой коэффициент выбросов в CO₂-эквиваленте на основе «потребления электроэнергии»:

¹⁸ <https://ag-energiebilanzen.de/>

¹⁹ <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/Tabellen/bilanz-elektrizitaetsversorgung.html>

²⁰ https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html

$$EF_{CO2e,consume} = \frac{E_{CO2e,total}}{EG_{gross} - EC_{aux} - EC_{pump} - EC_{losses}}, \quad (1.3)$$

где $EF_{CO2e,consume}$ – сетевой коэффициент выбросов в CO₂-эквиваленте на основе «потребления электроэнергии», кг CO₂-экв/кВт·ч;

$E_{CO2e,total}$ – общее количество выбросов CO₂, CH₄ и N₂O, кг CO₂-экв.

В 2021 году разница между величиной $EF_{CO2,consume}$ (кг CO₂/кВт·ч) и $EF_{CO2e,consume}$ (кг CO₂-экв/кВт·ч) составила 8 г/кВт·ч.

Для целей анализа жизненного цикла с 2020 года UBA начало рассчитывать коэффициенты выбросов от производства электроэнергии с учётом выбросов в производственной цепочке.

Эти данные используются предприятиями для расчёта выбросов Охвата 3²¹.

Объёмы выбросов CO₂ в числителе сетевых коэффициентов рассчитываются путем умножения расхода топлива на коэффициенты выбросов двуокиси углерода, относящиеся к соответствующему виду топливу:

$$E_{CO2,total} = \sum_{i=1}^n (FC_i \times EF_{CO2,i}), \quad (1.4)$$

где $E_{CO2,total}$ – общее количество выбросов CO₂, кг CO₂;

FC_i – расход топлива вида i , ГДж;

$EF_{CO2,i}$ – коэффициент выбросов CO₂ от сжигания топлива вида i , кг CO₂/ГДж.

Как отмечено выше, коэффициенты выбросов для всех используемых топлив содержатся в Приложении 3 к публикации UBA. Источником данных о расходе топлива для расчета коэффициентов выбросов UBA являются строки «Тепловые электростанции общего пользования» и «Тепловые электростанции промышленного назначения» из энергетического баланса ФРГ²².

Для целей отчетности по выбросам парниковых газов Охвата 2 немецкие компании могут использовать сетевой коэффициент выбросов №1 (см. формулу 1.1) и сетевой коэффициент выбросов №3 (см. формулу 1.3). Если формируется отчётность только по CO₂, то используется сетевой коэффициент выбросов №1. Если отчетность предписывает учитывать также и выбросы CH₄ и N₂O, то используется сетевой коэффициент выбросов №3. Сетевой коэффициент выбросов №3 в наибольшей степени соответствует требованиям стандарта GHG Protocol к национальному сетевому коэффициенту выбросов от производства электроэнергии (учет не только CO₂, но и других парниковых газов, а также, как и у сетевого коэффициента выбросов №1, отсутствие корректировок на экспорт/импорт электроэнергии)».

²¹ Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2021, UBA, April 2022 / <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-8>, см. стр. 17.

²² Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland - https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2020/09/awt_2020_d.pdf

Учет потребления электрической энергии на собственные производственные нужды электростанций.

Как показано в вышеприведенных формулах расчёта сетевых коэффициентов выбросов потребление электрической энергии на собственные производственные нужды электростанций вычитается из валовой выработки электроэнергии.

Учет выработки электрической энергии от электростанций, находящихся в собственности потребителей электрической энергии и работающих на покрытие нагрузки таких потребителей, без выдачи электрической энергии во внешнюю электрическую сеть.

Методология UBA не содержит однозначных указаний по поводу учета выработки электрической энергии от электростанций, находящихся в собственности потребителей электрической энергии и работающих на покрытие нагрузки таких потребителей, без выдачи электрической энергии во внешнюю электрическую сеть. Расчёт сетевого коэффициента выбросов UBA основывается на показателе валовой («брутто») выработки электроэнергии. В валовую выработку включается выработка электростанций предприятий (электрической мощностью от 1 МВт). Согласно Федеральному статистическому агентству ФРГ, «электростанции в промышленности в основном используются для снабжения самих компаний, но часто электроэнергия также поставляется другим компаниям или в сеть общего пользования»²³.

При этом не сообщается, что электроэнергия, использованная для снабжения самих компаний, вычитается из расчёта валовой выработки. Также не содержится отдельных указаний по поводу автономных объектов, снабжающих только потребителей, и не подключенных к сетям.

В детальной статистике «Системы производства электроэнергии предприятий обрабатывающей промышленности, а также горнодобывающей промышленности» также отдельно не выделяются автономные объекты, не выдающие электроэнергию во внешние сети²⁴.

Из этого мы делаем вывод, что все охваченные статистикой электростанции учитываются при подсчёте валовой выработки электроэнергии в ФРГ.

Учет парниковых газов, помимо двуокиси углерода (CO₂), образующихся при сжигании топлива – метана (CH₄) и закиси азота (N₂O), других видов парниковых газов.

Помимо сетевых коэффициентов выбросов парниковых газов (CO₂, CH₄, N₂O) Федеральное агентство по окружающей среде публикует коэффициенты выбросов других вредных веществ от производства электроэнергии, но они не являются парниковыми газами²⁵.

²³ https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2020/10/PD20_410_43312.html

²⁴ Statistisches Bundesamt (Destatis), 2020. Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erde <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/Publikationen/Downloads-Erzeugung/stromerzeugungsanlagen-2040640197004.pdf>

²⁵ <https://www.umweltbundesamt.de/themen/luft/emissionen-von-luftschadstoffen/spezifische-emissionsfaktoren-fuer-den-deutschen>

Учет потерь электрической энергии в электрических сетях.

Потери электрической энергии, связанные с ее транспортировкой и распределением в электрических сетях, вычитаются из валовой выработки электроэнергии.

Данные о сетевых потерях UBA берет из энергетического баланса ФРГ (строка 41)²⁶. В энергобалансе отсутствует разделение на технологические/нетехнологические сетевые потери.

Учета экспорта / импорта электрической энергии в сопредельные государства.

При использовании национального сетевого коэффициента выбросов в целях отчетности предприятий по выбросам Охвата 2 используется сетевой коэффициент выбросов, в котором не учитывается внешняя торговля электроэнергией.

В то же время UBA рассчитывает и публикует отдельный сетевой коэффициент (Сетевой коэффициент выбросов №2), в котором учитывается сальдо внешней торговли электроэнергией. При учете импорта поправка на конкретный углеродный след импортируемой электроэнергии не делается²⁷.

Учет выбросов парниковых газов от низкоуглеродных источников генерации – атомных- и гидроэлектростанций.

Для целей расчёта сетевых коэффициентов выбросов UBA выбросы от ВИЭ и атомных электростанций принимаются равными нулю. ГЭС отдельно не рассматриваются и относятся к категории «ВИЭ»²⁸.

Дополнительно отметим, что выработка ГЭС в ФРГ незначительна, а все атомные электростанции должны быть закрыты до конца 2022 года.

Также можно отметить, что учет выбросов жизненного цикла объектов ВИЭ (в том числе ГЭС), включая выбросы ПГ за пределами процессов выработки электроэнергии, ведётся - Федеральное агентство по окружающей среде публикует отчёт под названием «Энергетический баланс возобновляемых энергоносителей»²⁹. Но эти данные не учитываются при расчёте сетевых коэффициентов выбросов, за исключением сетевых коэффициентов выбросов от производства электроэнергии с учётом выбросов в производственной цепочке.

Учет электроэнергии, поставляемой от сетевых накопителей электрической энергии, а также гидроаккумулирующих электростанций.

Производство электроэнергии ГАЭС включается в валовую выработку электроэнергии. При этом при расчёте вышеуказанных сетевых коэффициентов выбросов электроэнергия, затраченная на закачку воды на ГАЭС, вычитается из валовой

²⁶ Energiebilanz der Bundesrepublik 2020 - <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/04/bilanz20d.pdf>

²⁷ Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2021, UBA, April 2022 / <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-8>, s. 15, 22

²⁸ Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2021, UBA, April 2022 / <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-8>

²⁹ Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger 2020, UBA, November 2021
<https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/emissionsbilanz-erneuerbarer-energietraeger-2020>

выработки. Показатели затраченной электроэнергии содержатся также в энергетическом балансе³⁰.

Прочие электрические накопители энергии в энергетическом балансе отдельно не выделяются (вероятно, из-за их небольшого веса). В методологии UBA также не содержится никаких указаний на этот счёт.

Согласно немецкому праву (Закон об электро- и газоснабжении, статья 3, п. 15d), накопители энергии (не только электрической) на сегодняшний день рассматриваются и как потребители, и как производители энергии³¹.

Учет принципа распределения потребления топлива на выработку раздельно электрической и тепловой энергии.

Источником данных о расходе топлива для расчета сетевых коэффициентов выбросов UBA являются строки «Тепловые электростанции общего пользования» и «Тепловые электростанции промышленного назначения» из энергетического баланса ФРГ. В нём отдельно выделяется производство электроэнергии и тепла на ТЭЦ (в ТВт*ч), а также использование топлива для каждого из процессов³².

Распределение электроэнергии и тепла от комбинированного производства тепла и электроэнергии осуществляется по «финскому методу»³³ на уровне составления энергетического баланса. Основные принципы расчета электричества, вырабатываемого на ТЭЦ (англ. - Calculation of the electricity from cogeneration), изложены в Приложении 1 к Директиве ЕС об энергоэффективности (2012/27/EU)³⁴ и в руководстве ЕС 2008/952/ЕС³⁵, которое устанавливает «подробные руководящие принципы по реализации и применению Приложения II к Директиве 2004/8/ЕС Европейского парламента и Совета».

В пояснениях к энергетическому балансу ФРГ³⁶ отмечается:

«Разбивка затрат топлива на производство электроэнергии и тепла [по финскому методу] при комбинированном производстве тепла и электроэнергии основана на Директиве 2004/8/ЕС Европейского парламента и Совета от 11 февраля 2004 г. Во-первых, рассчитывается экономия первичной энергии. Для этого на основании указанной Директивы устанавливаются нормативные (эталонные) КПД раздельной выработки электроэнергии (40%) и тепла (80%). Расход топлива на электроэнергию и тепло определяется по следующей формуле»:

$$FC_{heat} = FC_{total}(1 - PEE) \frac{\eta_{heat,KWK}}{\eta_{heat,REF}}, \quad (1.5)$$

где FC_{heat} – расход топлива на выработку тепловой энергии, ГДж;

FC_{total} – общий расход топлива, ГДж;

PEE – коэффициент преобразования;

³⁰ https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2022/03/STRERZ_2021Feb22_web.pdf

³¹ Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), § 3 https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_3.html

³² Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland - https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2020/09/awt_2020_d.pdf

³³ В терминологии UBA.

³⁴ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX%3A32012L0027>

³⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32008D0952>

³⁶ Vorwort zu den Energiebilanzen fuer die Bundesrepublik Deutschland - <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/11/vorwort.pdf>

$\eta_{heat,KWK}$ - КПД выработки тепловой энергии на ТЭЦ, %;

$\eta_{heat,REF}$ – эталонный КПД раздельной выработки тепловой энергии, принимается равным 80%;

$$FC_{el} = FC_{total}(1 - PEE) \frac{\eta_{el,KWK}}{\eta_{el,REF}}, \quad (1.6)$$

где FC_{el} – расход топлива на выработку электроэнергии, ГДж;

$\eta_{el,KWK}$ - КПД выработки электроэнергии на ТЭЦ, %;

$\eta_{el,REF}$ – эталонный КПД раздельной выработки электроэнергии, принимается равным 40%.

$$PEE = 1 - \frac{1}{\left(\frac{\eta_{heat,KWK}}{\eta_{heat,REF}} + \frac{\eta_{el,KWK}}{\eta_{el,REF}} \right)}, \quad (1.7)$$

$$\eta_{heat,KWK} = \frac{HG}{FC_{total}} \times 100, \quad (1.8)$$

$$\eta_{el,KWK} = \frac{EG}{FC_{total}} \times 100, \quad (1.9)$$

где HG – выработка тепловой энергии, ГДж;

EG – выработка электроэнергии, ГДж.

Анализ подходов и алгоритмов расчета объема косвенных энергетических выбросов сетевыми компаниями от покупки электрической энергии на компенсацию потерь в электрических сетях

Согласно отраслевым данным, покупка электроэнергии на компенсацию потерь в электрических сетях немецкими сетевыми компаниями даёт порядка 85-95% их углеродного следа³⁷.

Сетевые компании в ФРГ не имеют права приобретать зеленые сертификаты и заключать договоры купли-продажи возобновляемой энергии с операторами ВИЭ-установок. Согласно статье 79 (5) Закона о возобновляемых источниках энергии (EEG)³⁸, Гарантии происхождения выдаются на один мегаватт-час выработанной электроэнергии, поставленной *конечным потребителям*. Однако потери электроэнергии EEG не относят к конечному потреблению.

Поэтому электроэнергия, покупаемая сетевыми компаниями ФРГ, считается электроэнергией «неизвестного происхождения». Для целей маркировки электроэнергии Закон об электро- и газоснабжении (статья 42(4))³⁹ предписывает использовать для

³⁷ Заявление германских сетевых операторов 13 апреля 2021 года:

https://assets.ctfassets.net/xytfb1vrn7of/hWyPB4xbsDWiRO1jFgB3B/4445ec61e084aead6b981b73b17b45fe/Positionspapier_und_Formulierungsvorschlag_f_r_die_Gesetzgebung.pdf

³⁸ Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021) § 79 Herkunftsnachweise - https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_79.html

³⁹ Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), § 42 Stromkennzeichnung, Transparenz der Stromrechnungen, Verordnungsermächtigung: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_42.html

электроэнергии «неизвестного происхождения» данные о структуре энергоносителей Ассоциации европейских операторов магистральных сетей (ENTSO-E)⁴⁰ для Германии.

Однако для расчета объема косвенных энергетических выбросов сетевыми компаниями консультанты рекомендуют использовать сетевые коэффициенты выбросов Федерального агентства по охране окружающей среды, «чтобы обеспечить максимально возможную сопоставимость отчетности»⁴¹.

Сетевые компании в настоящее время проводят работу, направленную на изменение законодательства – в целях возможности учёта возобновляемой энергии для расчета объема косвенных энергетических выбросов. Это обосновывается, в том числе, опытом других европейских стран. Например, в Нидерландах сетевые компании имеют возможность учитывать приобретаемую возобновляемую энергию при расчёте объема косвенных энергетических выбросов.

Анализ подходов, применяемых в странах референтной группы при территориальном разделении национальной энергосистемы на группы (макрорегионы, регионы, субрегионы и т. п.) в рамках применения регионального метода. Описание алгоритма определения границ для территориального разделения. Определение принципов учета перетока электроэнергии, в том числе транзитного, между отдельными выбранными группами.

В ФРГ сетевые коэффициенты энергетических выбросов рассчитываются на национальном уровне без территориального разделения.

Анализ методов расчета несертифицированного остатка генерации (англ. residual mix) в странах референтной группы и его учета при корректировке сетевых коэффициентов выбросов и применения организациями для оценки косвенных энергетических выбросов.

Закон об электро- и газоснабжении (статья 42(4))⁴² предписывает использовать для электроэнергии «неизвестного происхождения» данные о структуре энергоносителей Ассоциации европейских операторов магистральных сетей (ENTSO-E) для Германии: если состав источников энергии и воздействие закупленного количества электроэнергии на окружающую среду неизвестны, это количество электроэнергии должно быть заявлено с использованием данных о структуре энергоносителей Ассоциации европейских операторов магистральных сетей (ENTSO-E) для Германии скорректированных с учетом количества электроэнергии, получившей поддержку в соответствии с законом о ВИЭ (EEG), и сертификатов происхождения.

Коэффициенты несертифицированного остатка для европейских стран публикуются Ассоциацией эмиссионных органов (AIB). Эти данные могут быть использованы немецкими компаниями для составления балансов выбросов в соответствии с GHG Protocol⁴³.

⁴⁰ https://www.bdew.de/media/documents/21-08-20_Bundesdeutscher_Strommix_2020.pdf

⁴¹ KPMG 2021 Klimaneutralität in Verteilnetzen -

https://assets.ctfassets.net/xytbf1vrn7of/4R4XYnUDBcRvzrQhienApq/9fc766d7e412c78f917f1608890991b7/W_hitepaper_Netzbetreiberinitiative_Klimaneutrale_VNB.pdf

⁴² Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), § 42 Stromkennzeichnung, Transparenz der Stromrechnungen, Verordnungsermächtigung: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_42.html

⁴³ <https://www.aib-net.org/facts/european-residual-mix>

Анализ источников информации, используемых уполномоченными организациями в странах референтной группы, при расчете коэффициентов выбросов.

Федеральное агентство по окружающей среде (UBA) для расчёта сетевых коэффициентов использует следующие источники информации:

- Отчеты о выбросах парниковых газов, передаваемые в Секретариат ООН по климату⁴⁴;
- Рабочая группа по энергетическим балансам (нем. -Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen)⁴⁵;
- Федеральное статистическое управление⁴⁶ и
- Рабочая группа по статистике возобновляемых источников энергии (AGEE - Stat) при Министерстве экономики и защиты климата⁴⁷.

Данные являются открытыми.

Кроме того, UBA использует собственные базы данных, которые, в части, относящейся к расчёту сетевых коэффициентов выбросов, также опубликованы в указанной работе.

1.1.2. Италия

Итальянские компании в отчетах об устойчивом развитии и отчетности, предоставляемой в рамках проекта CDP⁴⁸, в качестве источников информации о сетевых коэффициентах выбросов, связанных с приобретаемой на стороне электроэнергией, указывают отчеты компании Terna⁴⁹, являющейся независимым системным оператором электросетей Италии, и Итальянского института охраны окружающей среды и исследований (The Italian Institute for Environmental Protection and Research, ISPRA⁵⁰).

Компания Terna осуществляет сбор данных о потреблении топлива и выработке электроэнергии на всех электростанциях Италии, как государственных, так и частных. Данные собираются на уровне электростанций на ежемесячной основе. Terna ведет учет электроэнергии, поставляемой в национальную сеть, а также изъятый из сети.

По итогам года Terna публикует отчет “Статистические данные о производстве электроэнергии на электростанциях в Италии”. Статистические данные Terna передаются ISPRA для разработки национального кадастра о выбросах ПГ, а также Международному энергетическому агентству (МЭА) и Статистической службе Европейского союза (Евростат). Публикуемые в годовом отчете Terna значения сетевых коэффициентов выбросов⁵¹ основываются на данных независимой информационно-консалтинговой компании ENERDATA, которая не предоставляет в открытом доступе

⁴⁴ Umweltbundesamt, Nationaler Inventarbericht Deutschland – 2019, Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2020, Nationaler Inventarbericht Zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 – 2020, https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/361/dokumente/eu-nir_germany_2022.pdf

⁴⁵ <https://ag-energiebilanzen.de/>

⁴⁶ <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/Tabellen/bilanz-elektrizitaetsversorgung.html>

⁴⁷ https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html

⁴⁸ Carbon Disclosure Project, CDP (Проект раскрытия информации о выбросах углерода) - независимая международная организация, ведущая крупнейшую в мире базу данных о выбросах парниковых газов компаниями и городами путем опроса участников проекта.

⁴⁹ <https://www.terna.it/en>

⁵⁰ <https://www.isprambiente.gov.it/en>

⁵¹ https://download.terna.it/terna/7-INTERNAZIONALI_8d9ced060a052ed.pdf

методику расчета сетевых коэффициентов выбросов, указывая лишь, что методология и значения, используемые ENERDATA при сборе данных, те же, что и в МЭА и Евростате⁵².

ISPRA в рамках разработки национального кадастра выбросов рассчитывает национальные сетевые коэффициенты, основываясь на статистических данных Terna. Значения сетевых коэффициентов приводятся в Национальном отчете о выбросах в Приложении 2⁵³.

Следует отметить, что в отчете приводятся значения двух сетевых коэффициентов, определяемых по формулам⁵⁴:

$$EF_{CO_2,TPP} = \frac{E_{CO_2}}{EL_{TPP}}, \quad (1.10)$$

где $EF_{CO_2,TPP}$ – сетевой коэффициент выбросов CO_2 для тепловых электростанций (то есть для электростанций, которые сжигают ископаемое топливо), г CO_2 /кВт·ч;

E_{CO_2} – общее количество выбросов CO_2 , г CO_2 ;

EL_{TPP} – валовое производство электроэнергии на тепловых электростанциях, кВт·ч.

$$EF_{CO_2,average} = \frac{E_{CO_2}}{EL_{total} - EL_{PSPP}}, \quad (1.11)$$

где $EF_{CO_2,average}$ – средний сетевой коэффициент выбросов CO_2 , г CO_2 /кВт·ч;

EL_{total} – валовое производство электроэнергии на всех электростанциях (включая станции, работающие на ВИЭ), кВт·ч;

EL_{PSPP} – количество электроэнергии, произведенной на гидроаккумулирующих станциях (ГАЭС) с использованием воды, которая ранее была закачана в верхнее водохранилище, кВт·ч.

Исключение электроэнергии, производимой на ГАЭС, из валовой выработки, производится в соответствии с директивой Евросоюза (Directive 2009/28/EC⁵⁵).

Комментарии авторов отчета

Для целей настоящего отчета, то есть для анализа лучших практик количественного определения сетевого коэффициента выбросов, используемого для определения выбросов Охвата 2, интерес представляет формула 1.11, определяющая расчет среднего сетевого коэффициента выбросов.

Формула 1.10 характеризует углеродоемкость электроэнергии, производимой на тепловых электростанциях, и может быть использована для сравнительного анализа углеродоемкости электроэнергетики страны, работающей на ископаемом топливе, с показателями предыдущих лет или с зарубежными странами.

⁵² <https://www.enerdata.ru/research/energy-market-data-co2-emissions-database.html>

⁵³ <https://unfccc.int/documents/461788>

⁵⁴ Формулы выведены авторами настоящего отчета на основании текстового описания методических подходов, приводимых в отчете ISPRA.

⁵⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028>

Учет потребления электрической энергии на собственные производственные нужды электростанций

Для расчета сетевых коэффициентов выбросов используется валовое производство электроэнергии (англ.- gross generation). Электроэнергия, затраченная на собственные нужды электростанций, не учитывается.

Учет выработки электрической энергии от электростанций, находящихся в собственности потребителей электрической энергии и работающих на покрытие нагрузки таких потребителей, без выдачи электрической энергии во внешнюю электрическую сеть.

Учитывается выработка электроэнергии от всех электростанций, как государственных, так и частных (работающих на покрытие собственных нагрузок).

Учет парниковых газов, помимо двуокиси углерода (CO₂), образующихся при сжигании топлива – метана (CH₄) и закиси азота (N₂O), других видов парниковых газов.

При расчете сетевых коэффициентов выбросов учитываются только выбросы диоксида углерода (CO₂).

Учет потерь электрической энергии в электрических сетях.

Потери в сетях не учитываются.

Учет экспорта / импорта электрической энергии в сопредельные государства.

Учет экспорта/импорта электроэнергии не производится.

Учет выбросов парниковых газов от низкоуглеродных источников генерации – атомных- и гидроэлектростанций.

Для целей расчёта сетевых коэффициентов выбросов выбросы от ВИЭ и гидроэлектростанций принимаются равными нулю. Атомные электростанции в Италии отсутствуют.

Учет электроэнергии, поставляемой от сетевых накопителей электрической энергии, а также гидроаккумулирующих электростанций.

Из валовой выработки исключается электроэнергия, произведенная на гидроаккумулирующих станциях (ГАЭС) с использованием воды, которая ранее была закачана в верхнее водохранилище.

Учет принципа распределения потребления топлива на выработку отдельно электрической и тепловой энергии.

ISPRA в отчете «Национальные коэффициенты выбросов парниковых газов в электроэнергетике и промышленности»⁵⁶ описывает принцип распределения топлива на выработку электрической энергии. Принцип заключается в исключении доли топлива, используемого для производства тепловой энергии:

$$FC_{el} = FC - \frac{HG}{\eta_t} \quad (1.12)$$

⁵⁶ <https://www.isprambiente.gov.it/it/pubblicazioni/rapporti/fattori-di-emissione-atmosferica-di-gas-a-effetto-serra-nel-settore-elettrico-nazionale-e-nei-principali-paesi-europei.-edizione-2020>

где FC_{el} – расход топлива на выработку электроэнергии, выраженный в тепловом эквиваленте;

FC – общий расход топлива на ТЭЦ, выраженный в тепловом эквиваленте;

HG – количество произведенного тепла;

η_t – средний эталонный КПД использования топлива для выработки тепловой энергии. На основании данных, опубликованных Terna в 2018 году, был рассчитан средний эталонный КПД, который составил 0,889.

Анализ подходов и алгоритмов расчета объема косвенных энергетических выбросов сетевыми компаниями от покупки электрической энергии на компенсацию потерь в электрических сетях.

Совместная инициатива по сокращению выбросов ПГ для 8 крупнейших Европейских системных операторов и операторов магистральных сетей Terna (IT), RTE (FR), Elia Group (BE & DEU), TenneT (NL & DEU), Amprion (DEU), Red Eléctrica (ES), Swissgrid (CH) и APG (AUT) в конце 2020 года выпустила доклад⁵⁷, в котором опубликована общая позиция операторов в отношении декарбонизации, усилий по сокращению выбросов и правил их учета в интересах европейского общества. Основные операторы Европы признают, учитывают и несут ответственность за выбросы Охвата 2, связанные с транспортировкой и распределением электроэнергии.

В годовом отчете за 2021 год⁵⁸ TERNА впервые опубликовала данные о выбросах Охвата 2, где отдельно привела количественную оценку выбросов, связанных с потерями электроэнергии в сетях, которые составили около 96% от общих выбросов Охвата 2. Остальные 4% включают выбросы, связанные с потреблением электроэнергии и тепловой энергии на собственные нужды компании (офисы, технические сооружения и т. д.).

Расчет выбросов Охвата 2 компания TERNА выполняет только по региональному методу с использованием среднего сетевого коэффициента выбросов. Источник информации или методика, использованная для определения среднего сетевого коэффициента выбросов, в отчете TERNА не указывается.

Так как компания TERNА не является конечным потребителем сетевой электроэнергии, то по законодательству Италии она не имеет права приобретать зеленые сертификаты и заключать договоры купли-продажи возобновляемой энергии с операторами ВИЭ-установок.

Анализ подходов, применяемых в странах референтной группы при территориальном разделении национальной энергосистемы на группы (макрорегионы, регионы, субрегионы и т. п.) в рамках применения регионального метода. Описание алгоритма определения границ для территориального разделения. Определение принципов учета перетока электроэнергии, в том числе транзитного, между отдельными выбранными группами.

Сетевой коэффициент выбросов определяется для всей Италии без территориального разделения.

Анализ методов расчета несертифицированного остатка генерации (англ. residual mix) в странах референтной группы и его учета при корректировке сетевых

⁵⁷https://www.terna.it/DesktopModules/AdactioBackend/API/directdownload/direct?file=Paper_RoleTSOs_8d9451b32febb47.pdf&direct=true

⁵⁸ https://download.terna.it/terna/Terna_2021_Integrated_Report_8da18ab57d1d0e4.pdf

коэффициентов выбросов и применения организациями для оценки косвенных энергетических выбросов.

Большинство итальянских компаний отчитываются о выбросах Охвата 2 по двум методам: по региональному и рыночному.

При использовании рыночного метода в случае отсутствия «зеленых» сертификатов или договоров купли-продажи электроэнергии с операторами электрогенерирующих установок, компании рассчитывают выбросы Охвата 2 с использованием коэффициента несертифицированного остатка генерации.

Коэффициент несертифицированного остатка генерации для Италии рассчитывается в рамках участия в Ассоциации эмиссионных органов (англ. «Association of Issuing Bodies», AIB).

Анализ источников информации, используемых уполномоченными организациями в странах референтной группы, при расчете сетевых коэффициентов выбросов.

Итальянский институт охраны окружающей среды и исследований (The Italian Institute for Environmental Protection and Research, ISPRA) в рамках разработки национального кадастра выбросов рассчитывает сетевые коэффициенты, основываясь на статистических данных компании Terna, являющейся независимым системным оператором электросетей Италии. Terna осуществляет сбор данных о потреблении топлива и выработке электроэнергии на всех электростанциях Италии, как государственных, так и частных. Данные собираются на уровне электростанций на ежемесячной основе. Terna ведет учет электроэнергии, поставляемой в национальную сеть, а также изъятой из сети.

По итогам года Terna публикует отчет “Статистические данные о производстве электроэнергии на электростанциях в Италии”. Статистические данные Terna передаются ISPRA для разработки национального кадастра о выбросах ПГ, а также Международному энергетическому агентству (МЭА) и Статистической службе Европейского союза (Евростат).

1.1.3. Франция

Предприятия Франции, согласно статье 138 Закона о Климате и Устойчивости № 2021-1104 от 22 августа 2021⁵⁹, должны включать в свою нефинансовую отчетность информацию о последствиях изменения климата. В частности, необходимо включать информацию о прямых и косвенных энергетических выбросах, а также прочих косвенных выбросах, связанных с транспортной деятельностью вверх и вниз по цепочке поставок.

Для целей раскрытия информации о выбросах существует национальная общедоступная, регулярно обновляемая база данных о сетевых коэффициентах выбросов Base Carbone⁶⁰, управляемая Агентством по экологическому переходу Франции (ADEME) совместно с различными государственными и частными заинтересованными сторонами. Все сетевые коэффициенты выбросов подтверждаются внутренним комитетом по управлению базы данных.

⁵⁹ <https://www.theworldlawgroup.com/news/french-climate-and-resilience-law-what-impact-on-corporate-law#:~:text=Law%20No.,of%20the%20Citizens'%20Climate%20Convention>.

⁶⁰ <https://bilans-ges.ademe.fr/en/accueil>; Для просмотра базы данных, необходимо зарегистрироваться на сайте

Сетевой коэффициент для расчета энергетических косвенных выбросов, определяется ADEME на основе данных, предоставляемых компанией RTE, являющейся системным оператором электросетей Франции⁶¹.

Сетевой коэффициент определяется для всей материковой Франции без территориального разделения по формуле:

$$EF_{CO_2,grid} = \frac{E_{CO_2,gen,total} + E_{CO_2,imp} - E_{CO_2,exp}}{EL_{gen,total} + EL_{imp} - EL_{exp}} \times 10^6, \quad (1.13)$$

где $EF_{CO_2,grid}$ – сетевой коэффициент выбросов CO₂, г CO₂/кВт·ч;

$E_{CO_2,gen,total}$ – общее количество выбросов CO₂ от выработки электроэнергии, т CO₂;

$E_{CO_2,imp}$ – количество выбросов CO₂, связанных с импортируемой электроэнергией, т CO₂;

$E_{CO_2,exp}$ – количество выбросов CO₂, связанных с экспортируемой электроэнергией, т CO₂;

$EL_{gen,total}$ – общее количество выработанной электроэнергии, кВт·ч;

EL_{imp} – количество электроэнергии, импортируемой из других стран, кВт·ч.

EL_{exp} – количество экспортируемой электроэнергии, кВт·ч;

Углеродоемкость импортированной электроэнергии из других стран определяется в соответствии с базой данных Международного энергетического агентства (МЭА).

RTE отдельно на своем официальном сайте публикует информацию о сетевых коэффициентах выбросов в режиме реального времени и агрегирует информацию для базы исторических данных⁶². В отличие от базы данных ADEME, сетевые коэффициенты выбросов RTE не учитывают экспорт/импорт электроэнергии.

Учет потребления электрической энергии на собственные производственные нужды электростанций.

ADEME не раскрывает подробно информации в своей терминологии и в своих расчетных формулах какой объем электроэнергии принимается к расчету: «валовая выработка» или «чистая выработка».

Учет выработки электрической энергии от электростанций, находящихся в собственности потребителей электрической энергии и работающих на покрытие нагрузки таких потребителей, без выдачи электрической энергии во внешнюю электрическую сеть.

База данных ADEME ссылается на системного оператора Франции RTE, который предоставляет исходную информацию. Характер информации RTE не раскрывает, указывая лишь на то, что информация собирается на основе телеметрического измерения, список объектов не публикуется.

⁶¹ https://bilans-ges.ademe.fr/fr/accueil/documentation-gene/index/page/Electricite_reglementaire; Для просмотра методических руководств, необходимо зарегистрироваться на сайте

⁶² <https://www.rte-france.com/en/eco2mix/co2-emissions#>

Учет парниковых газов, помимо двуокиси углерода (CO₂), образующихся при сжигании топлива – метана (CH₄) и закиси азота (N₂O), других видов парниковых газов.

В методике ADEME приводятся формулы только для расчета сетевого коэффициента выбросов CO₂. Какие-либо сведения о необходимости или допустимости расчета сетевого коэффициента, учитывающего выбросы CH₄ и N₂O, отсутствуют.

Учет потерь электрической энергии в электрических сетях.

Не учитываются при расчете сетевого коэффициента.

Учет экспорта / импорта электрической энергии в сопредельные государства.

Учитывается торговля электроэнергией (экспорт/импорт) с шестью странами: Англией, Бельгией, Германией, Швейцарией, Италией и Испанией.

Данные по экспорту/импорту электроэнергии публикуются RTE с периодичностью в 30 мин⁶³.

Углеродоемкость импортируемой электроэнергии принимается согласно базе данных Международного энергетического агентства.

Учет выбросов парниковых газов от низкоуглеродных источников генерации – атомных- и гидроэлектростанций

При расчете сетевого коэффициента выбросы от атомных электростанций и возобновляемых источников энергии (включая гидроэлектростанции) принимаются равными нулю.

Учет электроэнергии, поставляемой от сетевых накопителей электрической энергии, а также гидроаккумулирующих электростанций.

RTE учитывает в общем балансе вырабатываемой электроэнергии электроэнергию от гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС). В периоды закачки воды в верхние водохранилища выработка электроэнергии указывается со знаком минус⁶⁴, таким образом можно сделать вывод, что количество электроэнергии, затраченной на подъем воды, вычитается из общего баланса вырабатываемой электроэнергии.

Учет принципа распределения потребления топлива на выработку отдельно электрической и тепловой энергии.

ADEME не публикует в открытом доступе методику распределения потребления топлива на выработку отдельно электрической и тепловой энергии

Анализ подходов и алгоритмов расчета объема косвенных энергетических выбросов сетевыми компаниями от покупки электрической энергии на компенсацию потерь в электрических сетях.

Компания RTE, являющаяся системным оператором электросетей Франции, в своих годовых отчетах публикует сведения о выбросах, связанных с компенсацией потерь электроэнергии при ее транспортировке и распределении в электрических сетях.

⁶³ <https://www.rte-france.com/en/eco2mix/cross-border-electricity-trading>

⁶⁴ <https://www.rte-france.com/en/eco2mix/power-generation-energy-source>

Для расчета выбросов используются данные о количестве потерь и сетевой коэффициент выбросов из базы данных ADEME.

Анализ подходов, применяемых в странах референтной группы при территориальном разделении национальной энергосистемы на группы (макрорегионы, регионы, субрегионы и т. п.) в рамках применения регионального метода. Описание алгоритма определения границ для территориального разделения. Определение принципов учета перетока электроэнергии, в том числе транзитного, между отдельными выбранными группами.

Сетевой коэффициент определяется для всей материковой Франции без территориального разделения на регионы.

Анализ методов расчета несертифицированного остатка генерации (англ. residual mix) в странах референтной группы и его учета при корректировке сетевых коэффициентов выбросов и применения организациями для оценки косвенных энергетических выбросов.

Коэффициент несертифицированного остатка генерации для Франции рассчитывается в рамках участия в Ассоциации эмиссионных органов (англ. «Association of Issuing Bodies», AIB).

Анализ источников информации, используемых уполномоченными организациями в странах референтной группы, при расчете сетевых коэффициентов выбросов.

Сетевой коэффициент для расчета энергетических косвенных выбросов разрабатывается Агентством по экологическому переходу Франции (ADEME) на основе данных, предоставляемых компанией RTE, являющейся системным оператором электросетей Франции.

1.2. Страны Азиатско-Тихоокеанского региона

1.2.1. США

Сетевые коэффициенты выбросов от электроэнергии в США рассчитываются и публикуются Агентством по охране окружающей среды (EPA).

На Интернет-сайте EPA создан специальный раздел eGRID (The Emissions & Generation Resource Integrated Database – Интегрированная база данных по выбросам и генерирующим ресурсам США)⁶⁵. Это всеобъемлющий источник данных об экологических характеристиках почти всей электроэнергии, вырабатываемой в Соединенных Штатах.

Данные по каждому генератору электроэнергии, наряду с прочей информацией, относящейся к производству электроэнергии и соответствующим выбросам, сведены в файл Excel, публикуемый на Интернет-странице eGRID⁶⁶.

Источниками данных для eGRID являются база данных EPA CAMD (Clean Air Markets Division)⁶⁷ и формы Управления энергетической информации США (EIA), а именно EIA-860 (данные о генераторах электроэнергии мощностью более 1 МВт)⁶⁸ и EIA-923 (данные о производстве электроэнергии и потреблении топлива)⁶⁹.

Техническое руководство eGRID содержит методологию расчета сетевых коэффициентов энергетических выбросов в США⁷⁰.

Для расчёта сетевых коэффициентов выбросов eGRID используются данные о чистой выработке (англ. - net generation), которая представляет собой валовую выработку за вычетом количества электроэнергии, используемой для работы и обслуживания электростанций⁷¹.

Собственно, какой-либо формулы расчёта сетевых коэффициентов выбросов от электроэнергии в руководстве не содержится.

Сетевой коэффициент выбросов рассчитывается путём деления объёма выбросов на чистую выработку.

Исходные данные содержатся в вышеуказанных базах.

Методология расчёта сетевого коэффициента выбросов в США отличается высокой степенью детализации и прозрачности и, на наш взгляд, может рассматриваться как одна из лучших практик расчета сетевых коэффициентов.

EPA также публикует Руководство по инвентаризации парниковых газов для предприятий⁷². На сайте EPA отмечено, что это Руководство соответствует Протоколу по парниковым газам (GHG Protocol), «который является мировым стандартом для расчета корпоративных выбросов парниковых газов»⁷³.

На сайте EPA создан специальный раздел «Центр коэффициентов выбросов парниковых газов»⁷⁴. Он сформирован, чтобы «предоставлять организациям регулярно

⁶⁵ <https://www.epa.gov/egrid>

⁶⁶ <https://www.epa.gov/egrid/download-data>

⁶⁷ <https://www.epa.gov/airmarkets/power-sector-emissions-data>

⁶⁸ <https://www.eia.gov/electricity/data/eia860/>

⁶⁹ <https://www.eia.gov/electricity/data/eia923/>

⁷⁰ Technical Guide for eGRID2020, - <https://www.epa.gov/egrid/egrid-technical-guide>

⁷¹ <https://www.epa.gov/egrid/egrid-questions-and-answers>

⁷² U.S. EPA Center for Corporate Climate Leadership – GHG Inventory Guidance <https://www.epa.gov/sites/default/files/2020-12/documents/electricityemissions.pdf>

⁷³ <https://www.epa.gov/climateleadership/ghg-inventory-development-process-and-guidance>

⁷⁴ <https://www.epa.gov/climateleadership/ghg-emission-factors-hub>

обновляемый и простой в использовании набор сетевых коэффициентов выбросов по умолчанию для отчетности по парниковым газам».

В этом разделе публикуется документ «Коэффициенты выбросов для инвентаризации парниковых газов» (англ. - Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories), в котором, среди прочего, содержатся сетевые коэффициенты выбросов по видам сжигаемого топлива, а также так называемые «субрегиональные» сетевые коэффициенты выбросов и средний сетевой коэффициент выбросов от электроэнергии США⁷⁵.

В сводном файле Excel eGRID, в котором содержится практически вся информация о производстве электроэнергии в США, также публикуются сетевые коэффициенты выбросов от электроэнергии по штатам США, а также по региональным энергосистемам - зонам ответственности соответствующих системных операторов (balancing authorities)⁷⁶. В то же время для целей инвентаризации выбросов предприятий ЕРА рекомендует использовать «субрегиональные» сетевые коэффициенты.

Учет потребления электрической энергии на собственные производственные нужды электростанций.

При определении количества чистой выработки, который используется для расчёта сетевых коэффициентов выбросов eGRID, из валовой выработки вычитается количество электроэнергии, используемое для работы и обслуживания электростанции⁷⁷.

Учет выработки электрической энергии от электростанций, находящихся в собственности потребителей электрической энергии и работающих на покрытие нагрузки таких потребителей, без выдачи электрической энергии во внешнюю электрическую сеть.

eGRID учитывает выбросы, произведенные в точках генерации электроэнергии, учтенных в базах CAMD и EIA-860. Критерием является не потребление электроэнергии владельцем, а подключение к сети и возможность выдавать электроэнергию в сеть и получать электроэнергию из сети⁷⁸. Автономные электростанции, работающие только на потребителя и не выдающие электроэнергию в сеть, не учитываются. Выбросы от таких автономных энергоустановок должны учитываться предприятиями в рамках выбросов Охвата 1.

Учет парниковых газов, помимо двуокиси углерода (CO₂), образующихся при сжигании топлива – метана (CH₄) и закиси азота (N₂O), других видов парниковых газов.

Учитываются CO₂, CH₄, N₂O.

Выбросы CO₂, CH₄, N₂O и CO₂-эквивалента (CO₂-экв) включены в eGRID2020 на уровне каждой электростанции.

Для каждого субрегиона и США в целом eGRID публикует сетевой коэффициент выбросов от электроэнергии для каждого из указанных парниковых газов⁷⁹.

Выбросы парниковых газов в CO₂-эквиваленте (CO₂e) рассчитываются путем умножения объёма выбросов CO₂, CH₄ и N₂O на коэффициент потенциала глобального

⁷⁵ https://www.epa.gov/system/files/documents/2022-04/ghg_emission_factors_hub.pdf

⁷⁶ <https://www.epa.gov/egrid/download-dat>

⁷⁷ <https://www.epa.gov/egrid/egrid-questions-and-answers>

⁷⁸ FORM EIA-860 INSTRUCTIONS ANNUAL ELECTRIC GENERATOR REPORT
<https://www.eia.gov/electricity/data/eia860/>

⁷⁹ Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories - https://www.epa.gov/system/files/documents/2022-04/ghg_emission_factors_hub.pdf

потепления (англ. – global warming potential, GWP) для каждого газа. Значения GWP публикуются в Техническом руководстве eGRID⁸⁰.

Учет потерь электрической энергии в электрических сетях.

При расчёте сетевых коэффициентов выбросов eGRID сетевые потери не принимаются во внимание⁸¹, поскольку базой для расчёта является генерация (чистая выработка). В то же время eGRID (справочно) публикует данные о сетевых потерях (коэффициент валовых потерь) по регионам⁸². Выбросы, относящиеся к сетевым потерям, должны публиковать в рамках выбросов Охвата 2 компании-владельцы магистральных и распределительных сетей, а также могут использовать потребители электроэнергии для учёта выбросов Охвата 3.

Учет экспорта / импорта электрической энергии в сопредельные государства.

Не учитывается.

Учет выбросов парниковых газов от низкоуглеродных источников генерации – атомных- и гидроэлектростанций.

«Выбросы CO₂ от водорода, *атомной энергии*, покупного пара, солнечной энергии, сбросного тепла, *воды*, ветра и накопителей энергии считаются нулевыми. Выбросы CO₂ для агрегатов с первичным двигателем на топливных элементах также считаются равными нулю»⁸³. Эта норма распространяется и на другие парниковые газы.

Учет электроэнергии, поставляемой от сетевых накопителей электрической энергии, а также Гидроаккумулирующих электростанций.

Данные о накопителях энергии, в том числе ГАЭС, включая потребление энергии (на зарядку) и выработку содержатся в форме Управления энергетической информации EIA-923⁸⁴. Показатель чистой выработки (net generation) применительно к накопителям энергии представляет собой сальдо используемой для зарядки (а также собственные производственные нужды) и отданной в сеть электроэнергии. В большинстве случаев величина чистой выработки сетевых накопителей является отрицательной величиной. В таких случаях, согласно eGrid, коэффициент выбросов объекта принимается равным нулю⁸⁵.

Учет принципа распределения потребления топлива на выработку раздельно электрической и тепловой энергии.

Источником данных о ТЭЦ для eGRID являются формы Управления энергетической информации EIA-860, EIA-923 и база данных Министерства энергетики по комбинированному производству тепла и электроэнергии⁸⁶.

Поскольку выбросы в eGRID относятся только к производству электроэнергии, выбросы, связанные с производством тепла на ТЭЦ, исключаются.

Для этого eGRID применяет *следующую методологию*, позволяющую отнести выбросы в определенной пропорции к выработке тепла и электроэнергии⁸⁷:

⁸⁰ Technical Guide for eGRID2020, p. 20 - <https://www.epa.gov/egrid/egrid-technical-guide>

⁸¹ Technical Guide for eGRID2020, p. 33-34 - <https://www.epa.gov/egrid/egrid-technical-guide>

⁸² Technical Guide for eGRID2020, p. 35 - <https://www.epa.gov/egrid/egrid-technical-guide>

⁸³ Technical Guide for eGRID2020, p. 18 - <https://www.epa.gov/egrid/egrid-technical-guide>

⁸⁴ <https://www.eia.gov/electricity/data/eia923/>

⁸⁵ Technical Guide for eGRID2020, p. 26 - <https://www.epa.gov/egrid/egrid-technical-guide>

⁸⁶ DOE, 2021: U.S. Department of Energy, Energy Efficiency and Renewable Energy, Combined Heat and Power Installation Database. <https://doe.icfwebservices.com/chp>

⁸⁷ Technical Guide for eGRID2020, p. 23-24 - <https://www.epa.gov/egrid/egrid-technical-guide>

Расчет расхода топлива на выработку электрической энергии⁸⁸

В форме EIA-923 содержатся данные как об общем потреблении топлива, так и о потреблении топлива для производства электроэнергии ТЭЦ. Генераторы не сообщают эти значения в EIA отдельно. Они сообщают об общем потреблении топлива, а EIA оценивает потребление топлива для производства электроэнергии.

Во-первых, EIA определяет коэффициент эффективности (КПД) каждой электростанции и каждого типа генерирующей установки (например, газовая турбина, паровая турбина и пр.). На основе данных о выработке электроэнергии и полезной выработке тепла (англ. - useful thermal output), собранных в 2003 году (по форме EIA-906, «Отчет электростанции»), был определен коэффициент эффективности для каждого типа генерирующей установки. Коэффициент эффективности рассчитывается путём деления общего производства энергии (электрической и тепловой) в тепловых единицах (БТЕ) на общее количество подведенной энергии в БТЕ. Электроэнергия конвертируется в тепловые единицы с помощью коэффициента 3412 БТЕ на киловатт-час.

В формульном выражении расчет коэффициента эффективности можно представить следующим образом:

$$\eta_{total} = \frac{EG \times 3412 + HG}{Q}, \quad (1.14)$$

где η_{total} – коэффициент эффективности (КПД) электростанции или генерирующей установки;

EG – количество выработанной электроэнергии, кВт·ч;

3412 – коэффициент перевода кВт·ч в БТЕ;

HG – количество полезно выработанной тепловой энергии, БТЕ;

Q – общее количество подведенной энергии для выработки тепловой и электрической энергии, БТЕ.

Во-вторых, для расчета количества топлива для выработки электроэнергии валовая выработка электроэнергии в БТЕ умножается на коэффициент эффективности.

Потребление топлива для полезной выработки тепла представляет собой разницу между общим количеством потребленного топлива и потреблением топлива для производства электроэнергии.

Полезная выработка тепла рассчитывается путем умножения количества топлива, использованного для полезной выработки тепла, на коэффициент эффективности.

В формульном выражении:

$$FC_{el} = EG_{gross} \times 3412 \times \eta, \quad (1.15)$$

где FC_{el} – расход топлива на выработку электроэнергии, БТЕ;

EG_{gross} – валовая выработка электроэнергии, кВт·ч.

$$FC_{heat} = FC_{total} - FC_{el}, \quad (1.16)$$

$$HG = FC_{heat} \times \eta_{total}, \quad (1.17)$$

где FC_{heat} – расход топлива на выработку тепловой энергии, БТЕ;

<https://www.eia.gov/electricity/data/eia923/>

⁸⁸ EIA Appendix C, Technical Notes, to the Electric Power Monthly, May 2022
<https://www.eia.gov/electricity/monthly/pdf/technotes.pdf>

FC_{total} – общий расход топлива, БТЕ.

Если заявленное генератором потребление топлива окажется меньше оценочного значения потребления топлива для выработки электроэнергии, то принимается, что полезная выработка тепла равна нулю, и всё топливо использовано для выработки электроэнергии.

Расчет выбросов парниковых газов от выработки электроэнергии на ТЭЦ ⁸⁹

На основе данных формы EIA-923 eGRID вычисляет общее потребление топлива (в тепловых единицах - БТЕ) и потребление топлива на выработку электроэнергии (в тепловых единицах).

1 шаг:

Рассчитывается показатель полезной выработки тепла путем умножения коэффициента 0,8 на разницу между общим потреблением топлива и потреблением топлива на выработку электроэнергии (в тепловых единицах). «Значение 0,8 является предполагаемым коэффициентом полезного действия от сжигания израсходованного топлива на ТЭЦ».

В формульном выражении:

$$HG = 0,8 \times (FC_{total} - FC_{el}), \quad (1.18)$$

где HG – количество полезно выработанной тепловой энергии, БТЕ;

FC_{total} – общий расход топлива, БТЕ;

FC_{el} – расход топлива на выработку электроэнергии, БТЕ.

2 шаг:

Рассчитывается коэффициент доли электроэнергии:

$$F_{el,allocation} = \frac{EG_{net}}{0,75 \times HG + EG_{net}}, \quad (1.19)$$

где EG_{net} – чистая выработка электроэнергии, БТЕ;

0,75 - коэффициент эффективности, который означает, что после сжигания топлива для производства электроэнергии примерно 75% полезной выработки тепла можно использовать для других целей, таких как отопление помещений или промышленные процессы. В данном случае подразумевается, что в первую очередь ТЭЦ вырабатывает электроэнергию, а затем «остаточное» тепло используется для других целей. Согласно EIA, именно в таком режиме работает большинство ТЭЦ в США.

Если полезная выработка тепла равна нулю, то Коэффициент доли электроэнергии устанавливается равным единице. Величина данного Коэффициента должна находиться между нулем и единицей. Если расчетный Коэффициент доли электроэнергии больше единицы, он устанавливается равным единице, а если по расчётам он меньше нуля, он устанавливается равным нулю.

⁸⁹ Technical Guide for eGRID2020, p. 23-24 - <https://www.epa.gov/egrid/egrid-technical-guide>
<https://www.eia.gov/electricity/data/eia923/>

3 шаг.

Рассчитывается количество выбросов, связанных с производством электроэнергии на ТЭЦ:

$$E_{el} = E_{total} \times F_{el,allocation}, \quad (1.20)$$

где E_{total} – общее количество выбросов, т CO₂ (т CO₂-экв).

Анализ подходов и алгоритмов расчета объема косвенных энергетических выбросов сетевыми компаниями от покупки электрической энергии на компенсацию потерь в электрических сетях.

При подсчете выбросов Охвата 2 сетевые компании США умножают потери в магистральных и распределительных на сетевые коэффициенты выбросов ЕРА для соответствующего региона⁹⁰.

По нашему мнению, основанному на анализе корпоративной информации сетевых компаний, данная практика основывается на следующей логике.

Сетевые компании не являются «обычными» потребителями электроэнергии. Они управляют частью энергосистемы, в которой сложилась определенная структура генерации, приводящая к определенным выбросам парниковых газов. Выбросы, относящиеся на сетевые потери, соответствуют доле выбросов этой части энергосистемы, поэтому выбросы от покупки электрической энергии на компенсацию потерь в электрических сетях также должны соответствовать этой доле.

Примечательно, что в отчетах сетевых компаний даже не используется понятие «выбросы от покупки электроэнергии на компенсацию потерь в электрических сетях», говорится просто о выбросах Охвата 2 от сетевых потерь. То есть очевидно подразумевается, что выбросы, относящиеся на сетевые потери, и выбросы от покупки электроэнергии на компенсацию таковых – суть одно и то же.

Кроме того, сетевые компании косвенно влияют на структуру генерации в зоне их ответственности с помощью предоставления точек подключения для новых объектов возобновляемой энергетики, обеспечения скорости и удобства процедур для такого подключения. Поэтому снижение выбросов Охвата 2 сетевых компаний планируется вследствие декарбонизации энергосистемы, которую они обслуживают, а также снижения потерь⁹¹.

Анализ подходов, применяемых в странах референтной группы при территориальном разделении национальной энергосистемы на группы (макрорегионы, регионы, субрегионы и т. п.) в рамках применения регионального метода. Описание алгоритма определения границ для территориального разделения. Определение принципов учета перетока электроэнергии, в том числе транзитного, между отдельными выбранными группами.

Для целей eGRID территория США поделена на «субрегионы». Они установлены ЕРА как условно среднее (компромиссное) территориальное разделение между 1) энергозонами Североамериканской корпорации по надежности электроснабжения (NERC), которые, по мнению ЕРА, являются «слишком большими» для корректной оценки выбросов, и 2) региональными энергосистемами – зонами ответственности соответствующих системных операторов (balancing authorities), таких как PJM, Ercot и пр.⁹², которые ЕРА оценивает как «слишком маленькие». Субрегионы eGRID выделены

⁹⁰ National Grid Responsible Business Report: Reporting Methodology - <https://www.nationalgrid.com/document/142091/download>

⁹¹ National Grid. Our Climate Transition Plan 2022, p. 13

⁹² <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27152>

таким образом, чтобы «уровни выбросов наиболее точно соответствовали выработке и выбросам электростанций в рамках этого региона»⁹³. Всего в eGRID определены 27 субрегионов.

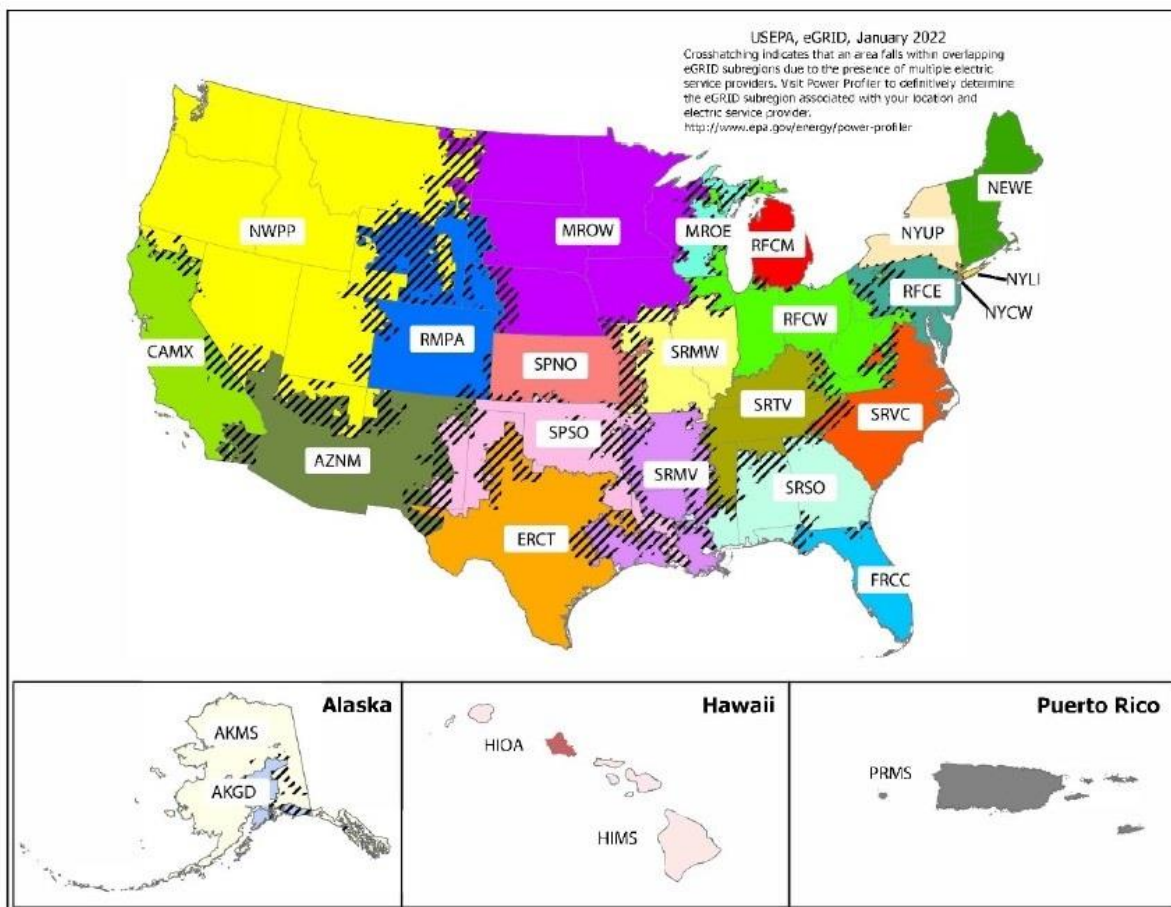


Рис. 1.1. Субрегионы eGRID (США)

Для каждого субрегиона eGRID рассчитывает так называемые «субрегиональные» сетевые коэффициенты выбросов для электроэнергии, которые публикуются в документе «Коэффициенты выбросов для инвентаризации парниковых газов» (Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories)⁹⁴, а также сводной базе eGRID (файл Excel)⁹⁵.

Границы субрегионов не являются чёткими (на иллюстрации EPA они обозначены в виде заштрихованных зон), поскольку на этих «пограничных» территориях могут работать разные поставщики электроэнергии. Поэтому EPA рекомендует потребителям электроэнергии использовать инструмент Power Profiler⁹⁶, чтобы точно определить с помощью почтового индекса, какой сетевой коэффициент выбросов им следует выбрать.

Таким образом, потребителям энергии, даже работающим в разных регионах США, для целей отчётности по выбросам Охвата 2 достаточно выбрать соответствующий субрегиональный сетевой коэффициент для региона присутствия с помощью почтового индекса.

Перетоки между субрегионами не учитываются.

⁹³ Technical Guide for eGRID2020, p. 31 - <https://www.epa.gov/egrid/egrid-technical-guide>

⁹⁴ https://www.epa.gov/system/files/documents/2022-04/ghg_emission_factors_hub.pdf

⁹⁵ <https://www.epa.gov/egrid/download-data>

⁹⁶ <https://www.epa.gov/egrid/power-profiler#/>

Отнесение электростанций к субрегионам eGRID происходит по итогам, согласно EPA, «многоэтапного процесса»:

1. Существует одна энергозона NERC, которая полностью входит в субрегион eGRID. Все электростанции этой энергозоны «автоматически» попадают в соответствующий субрегион eGRID.
2. Существуют региональные энергосистемы, которые полностью находятся в границах субрегиона eGRID. Электростанции таких региональных энергосистем аналогично относятся к соответствующему субрегиону eGRID.
3. Для оставшихся региональных энергосистем, которые не имеют однозначного соответствия с субрегионом eGRID, отнесение электростанций к субрегиону eGRID осуществляется с помощью идентификатора владельца системы передачи или распределения электроэнергии для каждой электростанции, указанного в форме EIA-860, в сочетании с их принадлежностью к региональной энергосистеме.
4. Существуют электростанции, которые не сообщают идентификатор владельца системы передачи или распределения электроэнергии или у которых такой идентификатор, а также принадлежность к региональной энергосистеме охватывает несколько субрегионов eGRID. Для отнесения таких объектов к субрегиону eGRID дополнительно используется идентификатор энергокомпании, который также содержится в форме EIA-860.
5. На последнем этапе процесса для отнесения оставшихся электростанций к субрегионам eGRID используются данные «Оценки долгосрочной надежности», полученные от NERC, в которых электростанции относятся к определенным «зонам оценки» NERC.

Если после выполнения этих пяти шагов остаются электростанции, не отнесенные к субрегиону eGRID, применяются исторические данные (к какому региону/субрегиону объект относился раньше), либо операция по отнесению электростанции к субрегиону eGRID осуществляется вручную на основе физического местоположения электростанции.

Анализ методов расчета несертифицированного остатка генерации (англ. residual mix) в странах референтной группы и его учета при корректировке сетевых коэффициентов выбросов и применения организациями для оценки косвенных энергетических выбросов.

В настоящее время коэффициенты несертифицированного остатка генерации для США официально не рассчитываются, пока только рассматривается их внедрение. В то же время «некоторые региональные системы отслеживания сертификатов публикуют коэффициенты residual mix»⁹⁷. Согласно Руководству EPA по инвентаризации парниковых газов для предприятий, «организации должны сообщать об отсутствии коэффициентов несертифицированного остатка генерации в рамках своей отчетности по выбросам Охвата 2. Как и в случае с другими коэффициентами выбросов, организациям рекомендуется проверять наличие коэффициентов несертифицированного остатка генерации каждый год, когда они составляют свою инвентаризацию парниковых газов»⁹⁸.

Примером расчёта residual mix «в частном порядке» может служить организация Green-e. Её расчёты производятся на основе данных eGrid для каждого субрегиона, из которых вычитается генерация, сертифицированная Green-e. Организация утверждает,

⁹⁷ U.S. EPA Center for Corporate Climate Leadership – GHG Inventory Guidance
<https://www.epa.gov/sites/default/files/2020-12/documents/electricityemissions.pdf>

⁹⁸ Там же.

что её данные о несертифицированном остатке генерации могут быть использованы для отчётности предприятий по выбросам в соответствии с Greenhouse Gas Protocol Scope 2 Guidance⁹⁹.

Анализ источников информации, используемых уполномоченными организациями в странах референтной группы, при расчете сетевых коэффициентов выбросов.

Для целей eGRID EPA использует три основных источника, один из которых является «внутриведомственным» — это база данных EPA CAMD (Clean Air Markets Divison – «Управление рынков чистого воздуха»), а два других публикуются Управлением энергетической информации (EIA), которое является подразделением Министерства энергетики США. Это формы EIA-860 (данные о генераторах электроэнергии мощностью более 1 МВт) и EIA-923 (данные о производстве электроэнергии и потреблении топлива).

В базе CAMD содержится отдельный раздел о выбросах от производства электроэнергии¹⁰⁰.

EPA собирает данные о выбросах CO₂, NO_x, SO₂ и ртути от электростанций для обеспечения соответствия различным федеральным программам качества воздуха. Согласно EPA, CAMPD (Clean Air Markets Program Data) — это универсальное хранилище данных о выбросах, соблюдении требований и характеристиках объекта, которые собираются в рамках этих программ.

В базе публикуются данные о выбросах на часовой и годовой основе.

Раздел CAMD на сайте EPA позволяет пользователям осуществлять поиск по заданным параметрам.

Форма EIA-860¹⁰¹ составляется на основе опроса генераторов электроэнергии мощностью более 1 МВт. Собственно сама форма представляет собой подробный опросник в формате Excel, который должны заполнять энергокомпании, а отчетность публикуемая на основе этой формы представляет собой набор файлов Excel, в которых содержатся сведения об энергокомпаниях, электростанциях, энергоустановках, системах накопления энергии и т.д. Данные публикуются на годовой основе. Указанные файлы содержат всеобъемлющие сведения, включая точное местонахождение, принадлежность к штату, энергозоне NERC и региональной энергосистеме, паспортную мощность объектов, тип энергоустановок, тип используемого топлива, наличие когенерационных установок и т.д. Форма EIA-860 не содержит данных о выработке электроэнергии.

Форма EIA-923¹⁰² также составляется на основе опроса генераторов и также представляет собой набор файлов Excel. В форме представлены подробные данные о производстве электроэнергии - выработке, потреблении топлива, запасах ископаемого топлива и т.д. Данные публикуются ежегодно, но приводится их помесечная разбивка.

Следует отметить, что все указанные источники информации находятся в открытом доступе, то есть любой пользователь может свободно получить всеобъемлющие данные о работе каждой электростанции.

⁹⁹ <https://www.green-e.org/2021-residual-mix>

¹⁰⁰ <https://www.epa.gov/airmarkets/power-sector-emissions-data>

¹⁰¹ <https://www.eia.gov/electricity/data/eia860/>

¹⁰² <https://www.eia.gov/electricity/data/eia923/>

1.2.2. Индия

Индийские компании при составлении отчетов об устойчивом развитии ориентируются на стандарты GRI (Global Reporting Initiative)¹⁰³. В части энергетики — это стандарты 302 (Энергия) и 305 (выбросы)¹⁰⁴. При этом стандарт 305 предусматривает использование GHG Protocol Scope 2 для составления отчетности по выбросам Охвата 2. В стандарте 305 отмечается, что «используемые коэффициенты выбросов могут браться из обязательных требований к отчетности, систем добровольной отчетности или у отраслевых групп».

Индийская нефтяная корпорация (Indian Oil Corporation) в своём отчете об устойчивом развитии отмечает: «Чтобы стандартизировать расчеты выбросов по регионам, IndianOil использовала коэффициенты выбросов Уровня 1 (Tier 1) из IPCC 2006 и Центрального управления электроэнергетики (CEA) на 2020–2021 финансовые годы»¹⁰⁵. Компания там же сообщает, что рассчитывает выбросы Охвата 2 по региональному методу.

Центральное управление электроэнергетики Индии (Central Electricity Authority - CEA) публикует Отчёт о выбросах CO₂ для электроэнергетического сектора страны¹⁰⁶, содержащий руководство пользователя. Эта публикация, названная «официальной публикацией правительства Индии», основывается на методологии CDM («Механизм чистого развития» ООН)¹⁰⁷. Методология в целом непригодна для расчета выбросов для целей отчетности по Охвату 2, поскольку «она должна применяться для определения результирующих *сокращений выбросов* с использованием «базового» коэффициента выбросов CO₂ для соответствующего географического района»¹⁰⁸. То есть назначением этой методологии является оценка сетевого коэффициента выбросов CO₂ для замещения электроэнергии (в результате реализации проектов CDM).

В то же время в документе CEA приводится «среднее значение» коэффициента выбросов, представляющее собой **общий объём выбросов электростанций в энергосистеме, деленный на общую чистую выработку** (англ. – net generation). Чистая выработка представляет собой выработку электроэнергии объектом за вычетом электроэнергии, потреблённой объектом на собственные нужды. В базу данных CEA для целей расчёта коэффициента выбросов не включаются ВИЭ-электростанции за исключением ГЭС, любые электростанции мощностью до 25 МВт, а также электростанции, находящиеся в собственности потребителей электрической энергии¹⁰⁹.

¹⁰³ См., например, Отчёт об устойчивом развитии Indian Oil Corporation. Аналогичные отсылки к GRI содержатся в документах и других крупных индийских компаний. <https://www.iocl.com/uploads/IOCL-Sustainability-Report-2020-21.pdf>

¹⁰⁴ GRI 305: Emissions 2016 - <https://www.globalreporting.org/standards/media/1012/gri-305-emissions-2016.pdf>

¹⁰⁵ Отчёт об устойчивом развитии Indian Oil Corporation, p. 110 - <https://www.iocl.com/uploads/IOCL-Sustainability-Report-2020-21.pdf>

¹⁰⁶ CO₂ Baseline Database for the Indian Power Sector - https://cea.nic.in/wp-content/uploads/tpe_cc/2022/02/User_Guide_ver_17_2021.pdf

¹⁰⁷ Methodological tool: Tool to calculate the emission factor for an electricity system Version 07.0 - <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf>

¹⁰⁸ CO₂ Baseline Database for the Indian Power Sector, p.1 - https://cea.nic.in/wp-content/uploads/tpe_cc/2022/02/User_Guide_ver_17_2021.pdf

¹⁰⁹ Там же, p. 7

Согласно CDP (Carbon Disclosure Project), применительно к Индии указанный средний показатель может быть использован как сетевой коэффициент выбросов для расчёта выбросов Охвата 2 в соответствии с GHG Protocol Scope 2¹¹⁰.

Другие национальные методики расчёта сетевого коэффициента выбросов CO₂ от электроэнергии в Индии отсутствуют.

«Средневзвешенный коэффициент выбросов характеризует среднее количество выбросов CO₂ на единицу электроэнергии, произведенной в энергосистеме... Чистая выработка из так называемых низкзатратных/обязательных [англ. – must run] источников включена в знаменатель [в общую чистую выработку]. В Индии гидро- и атомные станции считаются низкзатратными/обязательными источниками энергии», - говорится в отчёте CEA

СЕА ведёт базу данных выбросов CO₂ на основе информации о выработке, потреблении топлива и теплотворной способности топлива (GCV), *предоставленной каждой электростанцией*. В тех случаях, когда станция не может предоставить надежные данные по всем соответствующим параметрам, СЕА делает допущения на основе своих эталонных данных, представленных в Приложении В к Отчёту о выбросах CO₂ для электроэнергетического сектора¹¹¹.

Учет потребления электрической энергии на собственные производственные нужды электростанций.

Сетевой коэффициент выбросов рассчитывается на основе нетто-выработки. Электроэнергия, потребленная на собственные нужды электростанций, вычитается из валовой выработки.

Учет выработки электрической энергии от электростанций, находящихся в собственности потребителей электрической энергии и работающих на покрытие нагрузки таких потребителей, без выдачи электрической энергии во внешнюю электрическую сеть.

Электростанции, находящиеся в собственности промышленных предприятий и вырабатывающие электроэнергию для собственных нужд, не включены в базу данных¹¹². Соответственно, они не учитываются при расчёте сетевого коэффициента выбросов.

Учет парниковых газов, помимо двуокиси углерода (CO₂), образующихся при сжигании топлива – метана (CH₄) и закиси азота (N₂O), других видов парниковых газов.

Учитывается только CO₂.

Учет потерь электрической энергии в электрических сетях.

Сетевые потери не учитываются.

Учет экспорта / импорта электрической энергии в сопредельные государства.

Согласно применяемой Индией методологии CDM, «экспорт электроэнергии не должен вычитаться из данных о производстве электроэнергии, используемых для

¹¹⁰ CDP Technical Note: Accounting of Scope 2 emissions, p.35 - https://cdn.cdp.net/cdp-production/cms/guidance_docs/pdfs/000/000/415/original/CDP-Accounting-of-Scope-2-Emissions.pdf?1617880167

¹¹¹ CO₂ Baseline Database for the Indian Power Sector, p.26 - https://cea.nic.in/wp-content/uploads/tpe_cc/2022/02/User_Guide_ver_17_2021.pdf

¹¹² Там же, р. 7

расчета и мониторинга коэффициентов выбросов электроэнергии»¹¹³. В индийском документе для целей расчета углеродного следа импорта электроэнергии используется нулевой коэффициент выбросов (0 т CO₂/МВт·ч)¹¹⁴, что является одной из опций методологии CDM¹¹⁵.

Учет выбросов парниковых газов от низкоуглеродных источников генерации – атомных- и гидроэлектростанций.

Не учитываются.

Учет электроэнергии, поставляемой от сетевых накопителей электрической энергии, а также Гидроаккумулирующих электростанций.

Методология CDM не содержит указаний по поводу учёта электроэнергии, поставляемой от сетевых накопителей электрической энергии, а также ГАЭС. Расчёт сетевых коэффициентов на основе «чистой выработки электроэнергии» предполагает вычитание из валовой выработки «вспомогательной» электроэнергии, затрачиваемой на собственное потребление электростанций, в том числе работу насосов. При этом не указывается, относится ли сюда потребление электроэнергии на закачку воды в ГАЭС.

В базу данных CEA включены конкретные энергетические объекты Индии. Накопителей электрической энергии в ней нет¹¹⁶. Согласно информации Международного агентства возобновляемой энергетики (IRENA)¹¹⁷, по итогам 2021 года в Индии действовали ГАЭС общей мощностью 4,8 ГВт. В Базе данных CEA не содержится указаний по поводу отнесения той или иной гидроэлектростанции к типу гидроаккумулирующих. Все объекты означены как гидростанции (англ. – Hydro). По тем объектам, содержащимся в базе CEA, которые на основании других открытых источников могут быть отнесены к ГАЭС (например, Kadampari, Kadana, Srisailem), указаны положительные значения чистой выработки, которые сопоставимы с выработкой содержащихся в базе ГЭС схожей мощности. Это может свидетельствовать о том, что электроэнергия, затрачиваемая на закачку воды ГАЭС, не учитывается при расчёте чистой выработки, а учитывается только вырабатываемая ГАЭС электроэнергия. При этом мы можем рассматривать это только в качестве гипотезы, поскольку, как сказано выше, никаких пояснений касательно ГАЭС и обозначений ГАЭС в методологии и базе данных CEA не представлено.

Учет принципа распределения потребления топлива на выработку раздельно электрической и тепловой энергии.

Не учитывается.

Анализ подходов и алгоритмов расчета объема косвенных энергетических выбросов сетевыми компаниями от покупки электрической энергии на компенсацию потерь в электрических сетях.

Информация отсутствует в открытом доступе.

¹¹³ Methodological tool: Tool to calculate the emission factor for an electricity system Version 07.0, p. 11 - <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf>

¹¹⁴ CO₂ Baseline Database for the Indian Power Sector, p.27 - https://cea.nic.in/wp-content/uploads/tpe_cc/2022/02/User_Guide_ver_17_2021.pdf

¹¹⁵ Methodological tool: Tool to calculate the emission factor for an electricity system Version 07.0, p. 10-11 - <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf>

¹¹⁶ CO₂ Baseline Database for the Indian Power Sector - https://cea.nic.in/wp-content/uploads/tpe_cc/2022/02/User_Guide_ver_17_2021.pdf и <https://cea.nic.in/cdm-co2-baseline-database/?lang=en>

¹¹⁷ IRENA (2022), Renewable Energy Statistics 2022, The International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi

Анализ подходов, применяемых в странах референтной группы при территориальном разделении национальной энергосистемы на группы (макрорегионы, регионы, субрегионы и т. п.) в рамках применения регионального метода. Описание алгоритма определения границ для территориального разделения. Определение принципов учета перетока электроэнергии, в том числе транзитного, между отдельными выбранными группами.

В 1960-х годах электрические сети отдельных штатов Индии были объединены в 5 региональных энергосистем, охватывающих материковую часть страны - Северную, Восточную, Западную, Северо-Восточную и Южную Сети. В 1990-х годах правительство Индии начало планирование общенациональной сети. Первое объединение региональных энергосистем было организовано в октябре 1991 года – были объединены Северо-Восточная и Восточная системы. К 31 декабря 2013 года был завершен процесс синхронизации и объединения всех региональных систем в единую энергосистему Indian Grid.

Анализ методов расчета несертифицированного остатка генерации (англ. residual mix) в странах референтной группы и его учета при корректировке сетевых коэффициентов выбросов и применения организациями для оценки косвенных энергетических выбросов.

Не рассчитывается.

Анализ источников информации, используемых уполномоченными организациями в странах референтной группы, при расчете сетевых коэффициентов выбросов.

Центральное управление электроэнергетики Индии (CEA) ведёт базу данных выбросов CO₂ на основе информации о выработке, потреблении топлива и теплотворной способности топлива (GCV), *предоставленной каждой электростанцией*. В тех случаях, когда станция не может предоставить надежные данные по всем соответствующим параметрам, CEA делает допущения на основе своих эталонных данных, представленных в Приложении В к Отчёту о выбросах CO₂ для электроэнергетического сектора¹¹⁸.

База, содержащая данные обо всех электростанциях, учитываемых при расчете сетевого коэффициента выбросов, представляет собой общедоступный файл Excel¹¹⁹, который может быть загружен с сайта CEA. Данные о выбросах электростанций публикуются на годовой основе. Таблица содержит данные о чистой выработке по каждой электростанции, общих и удельных выбросах. В отдельной вкладке приводятся «основные параметры и допущения», включая коэффициенты выбросов по видам топлива, источником которых является «Национальное сообщение Индии» в соответствии с Рамочной Конвенцией ООН об изменении климата, а для импортируемого топлива данные МГЭИК (2006).

1.2.3. Китай

В Китае публикуются три типа сетевых коэффициентов выбросов:

1. Национальный;
2. Региональные (энергосистема страны разделена на шесть регионов);

¹¹⁸ CO₂ Baseline Database for the Indian Power Sector, p.26 - https://cea.nic.in/wp-content/uploads/tpe_cc/2022/02/User_Guide_ver_17_2021.pdf

¹¹⁹ https://cea.nic.in/wp-content/uploads/baseline/2022/02/database_17_.zip

3. На уровне провинций.

В ряде исследований отмечается, что ситуация с сетевыми коэффициентами выбросов от электроэнергии в стране не является идеальной (поясняется ниже)¹²⁰.

В научной работе китайских экспертов 2016 года говорится о том, что «в Китае нет официальных коэффициентов выбросов электроэнергии. Некоторые исследования измеряют выбросы CO₂ от электроэнергии со ссылкой на «базовые коэффициенты выбросов региональной сети Китая», определенные Департаментом по изменению климата Национальной комиссии по развитию и реформам. Однако, этот коэффициент выбросов в основном отражает выбросы CO₂ от тепловой электроэнергии»¹²¹.

Сетевой коэффициент выбросов углерода на уровне провинций «имеет самую узкую область применения. Причина в том, что энергосистему одной провинции трудно отделить от соседних провинций, а точность расчета не так высока, как у регионального коэффициента»¹²². Сетевые коэффициенты для провинций не обновлялись с 2010 года, соответственно, являются весьма высокими.

Компаниям, участвующим в национальном углеродном рынке, разрешается использовать сетевой коэффициент выбросов национальной энергосистемы для расчета косвенных выбросов от приобретаемой электроэнергии. Этот сетевой коэффициент ежегодно обновляется (снижается из-за роста доли ВИЭ и повышения эффективности угольной генерации).

Остальные компании должны использовать региональные сетевые коэффициенты выбросов. При этом важно подчеркнуть, что региональные сетевые коэффициенты не обновлялись с 2012 года. В то же время «государство не раскрывает причину, по которой они давно не обновлялись»¹²³. В исследовании китайской компании Hua Chuang Securities высказаны два предположения по поводу отсутствия обновления сетевых коэффициентов: 1) Рост доли ВИЭ приводит к снижению выбросов энергосистеме, и у предприятий снижаются стимулы реализовывать мероприятия по снижению собственных выбросов. Поэтому они должны использовать старые (более высокие) сетевые коэффициенты, чтобы быть «в тонусе». 2) Организационно-политические причины, связанные с переходом от пилотных региональных рынков торговли выбросами к национальному рынку. Повторим, названные причины являются гипотезами. Факт: региональные сетевые коэффициенты являются старыми и не обновляются.

В Китае принят набор национальных стандартов («ГОСТов»), содержащих правила учета и отчетности по выбросам парниковых газов для предприятий разных отраслей, в том числе «базовый» стандарт GB/T 32150-2015, описывающий общие правила для всех отраслей¹²⁴. Базовый стандарт ссылается на ISO 14064-1 и GHG Protocol.

¹²⁰ См., например, Assessment to China's Recent Emission Pattern Shifts

<https://doi.org/10.1029/2021EF002241> или Hua Chuang Securities 电网二氧化碳排放因子种类辨析 - <https://stock.tianyancha.com/qmp/report/2/bdde95f3850d2fa12a74bf8e8c634efc.pdf>

¹²¹ Tao, X.; Wang, P.; Zhu, B. Measuring the Interprovincial CO₂ Emissions Considering Electric Power Dispatching in China: From Production and Consumption Perspectives. Sustainability 2016, 8, 506. <https://doi.org/10.3390/su8060506>

¹²² Hua Chuang Securities 电网二氧化碳排放因子种类辨析, стр. 5

<https://stock.tianyancha.com/qmp/report/2/bdde95f3850d2fa12a74bf8e8c634efc.pdf>

¹²³ Hua Chuang Securities 电网二氧化碳排放因子种类辨析 -

<https://stock.tianyancha.com/qmp/report/2/bdde95f3850d2fa12a74bf8e8c634efc.pdf>

¹²⁴ <https://www.ccchina.org.cn/Detail.aspx?ntsId=58129&TId=60>

Согласно стандартам, предприятия должны использовать региональные сетевые коэффициенты выбросов¹²⁵.

Практическое применение данного консервативного подхода (использование предприятиями старых региональных сетевых коэффициентов) также подтверждается корпоративными отчётами китайских компаний. Например, компания Geely отмечает, что «выбросы ПГ (Охват 2) от приобретаемой электроэнергии для офисных нужд рассчитываются на основе расчетного коэффициента выбросов в Восточном Китае»¹²⁶.

Основным документом, регламентирующим расчеты выбросов CO₂ от приобретаемой электроэнергии в Китае, являются «Методические указания для отчетности предприятий по выбросам парниковых газов (Энергетические объекты)» (англ. – Guidelines on Enterprises Greenhouse Gas Emissions accounting and Reporting (Power generation facilities)), принятым Министерством экологии и окружающей среды КНР¹²⁷.

В данном документе содержится ссылка на упомянутый ГОСТ GB/T 32150-2015.

Эти методические указания не применяются к объектам по выработке электроэнергии, которые используют только неископаемые виды топлива.

Расчет выбросов CO₂ от приобретенной электроэнергии осуществляется по следующей формуле:

$$E_{elec} = AD_{elec} \times EF_{elec}, \quad (1.21)$$

где E_{elec} – количество выбросов CO₂, образующихся за счет приобретенной и использованной электроэнергии, т CO₂;

AD_{elec} – количество приобретенной и использованной электроэнергии, МВт·ч;

EF_{elec} – сетевой коэффициент выбросов в энергосистеме, т CO₂/МВт·ч.

В целях стандартизации учета выбросов углекислого газа, связанных с потреблением электроэнергии регионами, отраслями, предприятиями, а также для обеспечения сопоставимости результатов, в указанных «Методических указаниях» публикуется и ежегодно обновляется сетевой коэффициент выбросов углекислого газа в энергосистеме Китая (национальный сетевой коэффициент выбросов). В последней версии документа сетевой коэффициент выбросов принимается равным 0,5810 т CO₂/МВт·ч¹²⁸ (значение рассчитано на основе исследования выбросов в национальной энергосистеме в 2019 году)¹²⁹. Сетевой коэффициент со временем уменьшается в связи с увеличением доли производства энергии на ВИЭ и повышения эффективности использования угольной энергии¹³⁰.

В Методических указаниях приводятся подробные инструкции по расчёту выбросов от объектов энергетики, однако методика расчёта самого сетевого коэффициента выбросов в документе не содержится.

¹²⁵ См., например, GB/T 32151.5-2015 温室气体排放核算与报告要求 第5部分：钢铁生产企业 - (ГОСТ «Требования к учету и отчетности о выбросах парниковых газов. Часть 5: Предприятия по производству стали»), стр. 7 -

¹²⁶ <https://www.ccchina.org.cn/archiver/ccchinacn/UpFile/Files/Default/20151223101511330245.pdf>
¹²⁷ <http://zgh.com/wp-content/uploads/2021/06/Geely-Holding-Group-Sustainability-Report-2020.pdf>

¹²⁸ https://www.mee.gov.cn/xxgk/xxgk06/202112/t20211202_962776.html

¹²⁹ <http://www.china-nengyuan.com/baike/6909.html>

¹³⁰ https://www.mee.gov.cn/zcwj/zcjd/202203/t20220315_971493.shtml

¹³⁰ <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1729439645403018027&wfr=spider&for=pc>

Метод расчёта сетевого коэффициентов выбросов (а также сами значения региональных сетевых коэффициентов выбросов) содержится в документе «Средний коэффициент выбросов CO₂ в региональных энергосистемах Китая в 2011 и 2012 гг»¹³¹.

Согласно данной методике, сетевой коэффициент выбросов рассчитывается по следующей формуле:

$$EF_{grid,i} = \frac{Em_{grid,i} + \sum_j (EF_{grid,j} \times E_{imp,j,i}) + \sum_k (EF_k \times E_{imp,k,i})}{E_{grid,i} + \sum_j E_{imp,j,i} + \sum_k E_{imp,k,i}}, \quad (1.22)$$

где $EF_{grid,i}$ – сетевой коэффициент выбросов CO₂ региональной сети i , кг CO₂/кВт·ч;

$Em_{grid,i}$ – прямые выбросы CO₂ от производства электроэнергии в пределах региональной энергосистемы i , т CO₂;

$EF_{grid,j}$ – сетевой коэффициент выбросов CO₂ региональной электросети j , которая поставляет электроэнергию в региональную электросеть i , кг CO₂/кВт·ч;

$E_{imp,j,i}$ – электроэнергия, передаваемая региональной электросетью j в региональную электросеть i , МВт·ч.

EF_k – сетевой коэффициент выбросов CO₂ при производстве электроэнергии в стране k , которая экспортирует чистую электроэнергию в региональную энергосистему i , кг CO₂/кВт·ч)

$E_{imp,k,i}$ – чистый экспорт электроэнергии из страны k в региональную энергосистему i , МВт·ч;

$E_{grid,i}$ – общая годовая выработка электроэнергии в географическом диапазоне, охватываемом региональной энергосистемой i , МВт·ч;

i – одна из региональных электросетей на Северо-Востоке, Севере, Востоке, в Центре, на Северо-Западе и Юге Китая;

j – другие региональные электросети, которые передают чистую электроэнергию в региональную электрическую сеть i ;

k – другие страны, которые экспортируют чистую электроэнергию в региональные электрические сети i .

Для расчета прямых выбросов CO₂ от производства электроэнергии в пределах региональной энергосистемы i используется следующая формула:

$$Em_{grid,i} = \sum_m (FC_m \times NCV_m \times EF_m / 1000), \quad (1.23)$$

где $Em_{grid,i}$ – прямые выбросы CO₂ от производства электроэнергии в пределах региональной энергосистемы i , т CO₂;

FC_m – потребление ископаемого топлива m , используемого для выработки электроэнергии в пределах географического диапазона, охватываемого энергосистемой i , тонны или м³;

NCV_m – чистая теплотворная способность m -ого ископаемого топлива, для твердого или жидкого топлива – ГДж/т, для газообразного топлива ГДж/м³;

¹³¹ <https://www.ccchina.org.cn/archiver/ccchinacn/UpFile/Files/Default/20140923163205362312.pdf>

EF_m – коэффициент выбросов CO_2 для ископаемого топлива m , $\text{тCO}_2/\text{ТДж}$;

m – виды ископаемого топлива, потребляемого для производства электроэнергии.

Коэффициент выбросов CO_2 от ископаемого топлива рассчитывается по уравнению:

$$EF_m = CC_m \times OF_m \times \frac{44}{12}, \quad (1.24)$$

где CC_m – содержание углерода на единицу теплотворной способности ископаемого топлива m , т С/ТДж ;

OF_m – коэффициент окисления углерода ископаемого топлива m , %;

$\frac{44}{12}$ – коэффициент преобразования углерода в CO_2 (молекулярные веса соответственно: углерод - 12 г/моль, $\text{O}_2 = 2 \times 16 = 32$ г/моль, $\text{CO}_2 = 44$ г/моль).

Помимо указанных сетевых коэффициентов выбросов, для целей реализации проектов по сокращению выбросов в Китае рассчитываются и публикуются Министерством экологии и окружающей среды региональные коэффициенты выбросов по методике CDM¹³².

Учет потребления электрической энергии на собственные производственные нужды электростанций.

Потребление электрической энергии на собственные производственные нужды электростанций вычитается из объема произведенной электроэнергии¹³³.

Учет выработки электрической энергии от электростанций, находящихся в собственности потребителей электрической энергии и работающих на покрытие нагрузки таких потребителей, без выдачи электрической энергии во внешнюю электрическую сеть.

В стандартах и методических указаниях отсутствуют сведения относительно учета электрической энергии от электростанций, находящихся в собственности потребителей электрической энергии.

Учет парниковых газов, помимо двуокиси углерода (CO_2), образующихся при сжигании топлива – метана (CH_4) и закиси азота (N_2O), других видов парниковых газов.

Для целей сетевого коэффициента выбросов учитывается только CO_2 .

Учет потерь электрической энергии в электрических сетях.

В формуле сетевого коэффициента выбросов сетевые потери не учитываются.

Учет экспорта / импорта электрической энергии в сопредельные государства.

Учитывается только импорт электроэнергии из сопредельных государств и региональных электросетей Китая.

Несмотря на то, что Китай экспортирует электроэнергию (в основном в Макао, Монголию, Вьетнам, Бирму), экспорт электроэнергии не учитывается при расчёте

¹³² https://www.mee.gov.cn/ywgz/ydqhbh/wsqtz/202012/t20201229_815386.shtml

¹³³ Методические указания для отчетности предприятий по выбросам парниковых газов (Энергетические объекты), п. 9.1.1 - <https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk06/202112/W020211202787049808223.pdf>

сетевых коэффициентов выбросов, что является одним из методических подходов к расчёту данных сетевых коэффициентов выбросов.

Учет выбросов парниковых газов от низкоуглеродных источников генерации – атомных- и гидроэлектростанций.

Не учитываются.

Учет электроэнергии, поставляемой от сетевых накопителей электрической энергии, а также гидроаккумулирующих электростанций.

В стандартах и методических указаниях отсутствуют сведения относительно учета электрической энергии, поставляемой от сетевых накопителей электрической энергии, а также гидроаккумулирующих электростанций.

Учет принципа распределения потребления топлива на выработку раздельно электрической и тепловой энергии.

Для когенерационных установок расход топлива на отпуск электроэнергии рассчитывается по следующим формулам¹³⁴:

$$b_g = \frac{(1 - a) \times B_h}{W_{gd}}, \quad (1.25)$$

где b_g — удельный расход условного топлива на отпуск электроэнергии, т у.т./МВт·ч;

a — коэффициент отпуска тепла, %;

B_h — общее количество потребленного топлива, т у.т.;

W_{gd} — количество отпущенной электроэнергии, МВт·ч;

$$a = \frac{\sum Q_{jz}}{\sum Q_{sr}}, \quad (1.26)$$

где $\sum Q_{jz}$ — общий отпуск тепловой энергии из отборов турбин, ГДж;

$\sum Q_{sr}$ — общее потребление тепловой энергии турбинами (энергия с паром на входе в турбину), ГДж.

Анализ подходов и алгоритмов расчета объема косвенных энергетических выбросов сетевыми компаниями от покупки электрической энергии на компенсацию потерь в электрических сетях

В соответствии с п. 5.2.3.1 национального стандарта GB/T 32151.2-2015 (Правила учета и отчетности по выбросам парниковых газов для сетевых компаний)¹³⁵, для расчёта объёма косвенных энергетических выбросов сетевыми компаниями от покупки электрической энергии на компенсацию потерь в электрических сетях используются региональные сетевые коэффициенты выбросов.

Как и в других рассмотренных юрисдикциях, термин «покупка электроэнергии на компенсацию потерь» не используется. Говорится о выбросах, относящихся на сетевые потери.

¹³⁴ Методические указания для отчетности предприятий по выбросам парниковых газов (Энергетические объекты), п. 9.1.1 - <https://www.mee.gov.cn/xxgk/xxgk06/202112/W020211202787049808223.pdf>

¹³⁵ <https://www.ccchina.org.cn/archiver/ccchinacn/UpFile/Files/Default/20151223101358582084.pdf>

Технические / не технические потери отдельно не выделяются.

Величина выбросов CO₂, связанных с потерями электроэнергии при передаче и распределении рассчитывается по формуле:

$$E_{grid\ loss} = AD_{grid\ loss} \times EF_{grid}, \quad (1.27)$$

где $E_{grid\ loss}$ – количество выбросов CO₂, связанных с потерями электроэнергии при передаче и распределении, т CO₂;

$AD_{grid\ loss}$ – величина потерь электроэнергии при передаче и распределении, МВт·ч;

EF_{grid} – сетевой коэффициент выбросов ПГ для среднегодового поступления электроэнергии от региональных электросетей, т CO₂/МВт·ч.

$$AD_{grid\ loss} = EL_{supply} - EL_{sales}, \quad (1.28)$$

где EL_{supply} – количество поставленной электроэнергии, МВт·ч;

EL_{sales} – количество проданной электроэнергии (потребление электроэнергии конечными потребителями), МВт·ч.

$$EL_{supply} = EL_{feed-in} + EL_{import} - EL_{export}, \quad (1.29)$$

где $EL_{feed-in}$ – количество электроэнергии, поставленной электростанциями в сеть, МВт·ч;

EL_{import} – количество электроэнергии, импортируемой из других провинций, МВт·ч;

EL_{export} – количество электроэнергии, экспортируемой в другие провинции, МВт·ч.

Анализ подходов, применяемых в странах референтной группы при территориальном разделении национальной энергосистемы на группы (макрорегионы, регионы, субрегионы и т. п.) в рамках применения регионального метода. Описание алгоритма определения границ для территориального разделения. Определение принципов учета перетока электроэнергии, в том числе транзитного, между отдельными выбранными группами.

В Китае не применяется каких-либо специальных подходов и алгоритмов для территориального разделения национальной энергосистемы в целях расчёта сетевых коэффициентов выбросов. Берется фактическое, исторически сложившееся территориальное разделение на энергозоны (региональные энергосистемы), и для каждой энергозоны рассчитываются и публикуются региональные сетевые коэффициенты выбросов, описанные выше.

Региональные энергосистемы разделены в зависимости от географического расположения региона: Северо-восточный, Северный Китай, Восточный Китай, Центральный Китай, Северо-западный и Южный, исключая Тибетский автономный район, специальный административный район Гонконг, специальный административный район Макао и провинцию Тайвань (см. Табл. 1.1).

Таблица 1.1. Региональные энергосистемы Китая

Региональная энергосистема	Географическая зона
Региональная энергосистема Северного Китая	Пекин, Тяньцзинь, Хэбэй, Шаньси, Шаньдун и Внутренняя Монголия (другие районы Внутренней Монголии, кроме Чифэн, Тунляо, Хулунбуир)
Северо-Восточная региональная электросеть	Провинции Ляонин, провинция Цзилинь, провинция Хэйлунцзян, Мендун (Чифэн, Тунляо, Хулун-Буир)
Восточно-Китайская региональная электросеть	Шанхай, Цзянсу, Чжэцзян, Аньхой, Фуцзянь
Центрально-Китайская региональная электросеть	Провинции Хэнань, Хубэй, Хунань, Цзянси, Сычуань, Чунцин
Северо-Западная региональная энергосистема	Провинции Шэньси, Ганьсу, Цинхай, Автономный район Нинся, Синьцзянский автономный район
Южная региональная энергосистема	Провинция Гуандун, автономный район Гуанси, провинция Юньнань, провинция Гуйчжоу, провинция Хайнань

При определении сетевых коэффициентов выбросов учитывается только импорт электроэнергии из сопредельных региональных энергосетей и стран. Экспорт электроэнергии не учитывается.

Анализ методов расчета несертифицированного остатка генерации (англ. residual mix) в странах референтной группы и его учета при корректировке сетевых коэффициентов выбросов и применения организациями для оценки косвенных энергетических выбросов.

Не рассчитывается.

Анализ источников информации, используемых уполномоченными организациями в странах референтной группы, при расчете коэффициентов выбросов.

Источниками данных для расчёта сетевых коэффициентов выбросов в региональных энергосистемах Китая являются «Статистический ежегодник электроэнергетики Китая» и «Сборник статистических данных электроэнергетики Китая» (оба документа выпускаются Китайской федерацией электроэнергетических предприятий), а также «Ежегодник энергетической статистики Китая», выпускаемый Национальным бюро статистики.

1.3. Страны БРИКС

В группу стран БРИКС, кроме России, входят Бразилия, Индия, Китай и ЮАР. В данном разделе приводится описание практики определения сетевых коэффициентов выбросов для Бразилии и ЮАР. Индия и Китай включены в раздел Страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

1.3.1. Бразилия

Для инвентаризации выбросов бразильские компании используют стандарты и методологии МГЭИК (2006), GRI (Global Reporting Initiative)¹³⁶, SASB (Sustainability Accounting Standards Board)¹³⁷, ISO 14064-1, GHG Protocol. Следует отметить, что GRI и SASB в части расчёта выбросов Охвата 2 ссылаются на GHG Protocol Scope 2, предусматривают использование его методологии.

С 2008 года в Бразилии работает национальная Бразильская программа протокола по парниковым газам (Brazil GHG Protocol Program)¹³⁸, направленная на продвижение методологии GHG Protocol. Программа представляется собой партнёрство, в котором участвуют, в том числе, бразильские государственные органы (Министерство окружающей среды), что подчеркивает её высокий статус. Членами программы являются крупнейшие бразильские компании.

Национальные правовые основы для инвентаризации выбросов компаний заложены Политикой Бразилии в области изменения климата (принятой Законом № 12.187/2009¹³⁹ и регулируемой Декретом № 7.390/2009¹⁴⁰).

Национальные сетевые коэффициенты выбросов в Бразилии из источников, подключенных к Национальной энергетической системе (Sistema Interligado Nacional - SIN), ежемесячно (а также годовые) публикуются Министерством науки, технологий и инноваций (Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação - MCTI). Публикация размещается на сайте правительства Бразилии <https://www.gov.br>¹⁴¹.

Для расчёта сетевых коэффициентов выбросов используется методология CDM («Механизм чистого развития» ООН)¹⁴². Методология в целом применяется для оценки проектов устойчивого развития и призвана рассчитывать объём сокращения выбросов от реализации того или иного проекта (сокращение выбросов от «замещения» электроэнергии), претендующего на финансирование в рамках механизма. Однако в её рамках может рассчитываться и *средний коэффициент выбросов* по энергосистеме¹⁴³. МСТІ прямо ссылается на методологию CDM¹⁴⁴. Какой-то иной, национальной методологии в открытых источниках не представлено, отсылок к такой методологии в литературе нет.

Именно этот средний коэффициент в бразильском случае должен использоваться как сетевой коэффициент выбросов для корпоративных инвентаризаций выбросов, о чём

¹³⁶ См., например, Отчёт об устойчивом развитии Klabin, крупнейшей бразильской целлюлозно-бумажной компании - <https://esg.klabin.com.br/mudancas-do-clima/>

¹³⁷ Там же

¹³⁸ <https://ghgprotocol.org/programs-and-registries/brazil-program>

¹³⁹ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2009/L12187.htm

¹⁴⁰ http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2007-2010/2010/Decreto/D7390.htm (заменён Декретом № 9.578/2018 -

¹⁴¹ <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/dados-e-ferramentas/fatores-de-emissao>

¹⁴² Methodological tool: Tool to calculate the emission factor for an electricity system

Version 07.0 - <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAMethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf>

¹⁴³ Там же, п. 6.4.4

¹⁴⁴ https://antigo.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao_despacho.html

содержится указание на сайте правительства (он так и называется «средний коэффициент - для корпоративных инвентаризаций»)¹⁴⁵.

Анализ корпоративных отчётов однозначно указывает на использование компаниями коэффициентов выбросов МСТІ¹⁴⁶.

Следует отметить, что сетевой коэффициент выбросов бразильской энергосистемы является одним из самых низких в мире, благодаря высокой доле гидроэнергетики. На генерацию на основе ископаемого топлива (в основном газ) приходится примерно 10% выработки.

Учет потребления электрической энергии на собственные производственные нужды электростанций.

Сетевой коэффициент выбросов рассчитывается на основе нетто-выработки (англ. – net generation). Электроэнергия, потребленная на собственные производственные нужды электростанций, вычитается из валовой выработки.

Учет выработки электрической энергии от электростанций, находящихся в собственности потребителей электрической энергии и работающих на покрытие нагрузки таких потребителей, без выдачи электрической энергии во внешнюю электрическую сеть.

Электроэнергия, не поступающая в Национальную энергетическую систему, не учитывается при расчёте сетевого коэффициента выбросов.

Учет парниковых газов, помимо двуокиси углерода (CO₂), образующихся при сжигании топлива – метана (CH₄) и закиси азота (N₂O), других видов парниковых газов.

Национальный сетевой коэффициент выбросов, публикуемый МСТІ, охватывает только CO₂.

Учет потерь электрической энергии в электрических сетях.

Сетевые потери не учитываются при расчёте сетевого коэффициента выбросов.

Учет экспорта / импорта электрической энергии в сопредельные государства.

Согласно применяемой методологии CDM, экспорт электроэнергии *не* вычитается из данных о производстве электроэнергии, используемых для расчета сетевого коэффициента выбросов.

Импорт электроэнергии не учитывается.

Учет выбросов парниковых газов от низкоуглеродных источников генерации – атомных- и гидроэлектростанций.

Учет выбросов парниковых газов от низкоуглеродных источников генерации – атомных и гидроэлектростанций не производится, государственные нормативно-правовые документы касательно данного вопроса отсутствуют.

Eletrobrás, крупнейшая электрическая компания Бразилии, заявляет в своём Отчете об инвентаризации парниковых газов: «мы *не* учитывали выбросы ГЭС, так как в настоящее время нет единого мнения международного научного сообщества по

¹⁴⁵ <https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/dados-e-ferramentas/fatores-de-emissao>

¹⁴⁶ См, например, 2020 Greenhouse Gas Emissions Inventory of the Eletrobras Companies, p. 5 <https://eletrobras.com/en/MeioAmbiente/Eletrobras%20Companies%20Greenhouse%20Gas%20Emission%20Inventory%202020.pdf>

методологии, позволяющей рассчитывать баланс выбросов ПГ (или нетто-выбросов) водоемов, таких как искусственные водохранилища»¹⁴⁷.

Учет электроэнергии, поставляемой от сетевых накопителей электрической энергии, а также гидроаккумулирующих электростанций.

Методология CDM не содержит указаний по поводу учёта электроэнергии, поставляемой от сетевых накопителей электрической энергии, а также ГАЭС. Расчёт сетевых коэффициентов на основе «чистой выработки электроэнергии» предполагает вычитание из валовой выработки «вспомогательной» электроэнергии, затрачиваемой на собственное потребление электростанций, в том числе работу насосов. При этом не указывается, относится ли сюда потребление электроэнергии на закачку воды в ГАЭС.

Установленная мощность ГАЭС в Бразилии составляет всего 30 МВт. Сетевые накопители отсутствуют.

Учет принципа распределения потребления топлива на выработку отдельно электрической и тепловой энергии.

Не учитывается.

Анализ подходов и алгоритмов расчета объема косвенных энергетических выбросов сетевыми компаниями от покупки электрической энергии на компенсацию потерь в электрических сетях.

Сетевые компании умножают объём сетевых потерь (технических и нетехнических) на сетевой коэффициент выбросов, публикуемый МСТП¹⁴⁸ (региональный метод). Это единственный метод, указываемый в отчётах об инвентаризации бразильских сетевых компаний.

Анализ подходов, применяемых в странах референтной группы при территориальном разделении национальной энергосистемы на группы (макрорегионы, регионы, субрегионы и т. п.) в рамках применения регионального метода. Описание алгоритма определения границ для территориального разделения. Определение принципов учета перетока электроэнергии, в том числе транзитного, между отдельными выбранными группами.

Национальная энергетическая система Бразилии (SIN) состоит из четырех подсистем: юг, юго-восток/средний запад, северо-восток и большая часть северного региона¹⁴⁹.

Резолюция № 8 от 26 мая 2008 г. Межведомственной комиссии по глобальному изменению климата (CIMGC) устанавливает, что для целей CDM Национальная энергетическая система рассматривается как единая система без разделения на подсистемы¹⁵⁰.

¹⁴⁷ 2020 Greenhouse Gas Emissions Inventory of the Eletrobras Companies, p. 5
<https://eletrobras.com/en/MeioAmbiente/Eletrobras%20Companies%20Greenhouse%20Gas%20Emission%20Inventory%202020.pdf>

¹⁴⁸ * Inventário corporativo de emissões GEE da CEMIG em 2020 - <https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2021/04/inventario-gases-efeito-estufa-2020.pdf>

* Inventário de Gases do Efeito Estufa 2020 / Neoenergia - https://www.neoenergia.com/pt-br/sustentabilidade/contra-mudancas-climaticas/Documents/Inventario_gases_efeito_estufa_2020.pdf

* Relatório selesc 2020 com informacoes esg - <https://www.celesc.com.br/arquivos/relatorios/relatorio-sustentabilidade-2020.pdf>

¹⁴⁹ <http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>

¹⁵⁰ https://antigo.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/arquivos/legislacao_cimgc/Resolucao-n-8-de-26-de-maio-de-2008.pdf

В рамках применения регионального метода используется сетевой коэффициент выбросов МСТІ.

Анализ методов расчета несертифицированного остатка генерации (англ. residual mix) в странах референтной группы и его учета при корректировке сетевых коэффициентов выбросов и применения организациями для оценки косвенных энергетических выбросов.

Официально Residual mix не рассчитывается, и, соответственно, не учитывается в корпоративных инвентаризациях выбросов.

В профессиональной литературе ведутся обсуждения этого вопроса, делаются подсчёты коэффициента несертифицированного остатка генерации в исследовательских целях. При этом отмечается, что в связи с низким уровнем выбросов в бразильской энергосистеме, разница между официально публикуемым сетевым коэффициентом выбросов по энергосистеме и коэффициентом несертифицированного остатка генерации мала, намного меньше, чем 5% (граница допустимой погрешности в соответствии с бразильской программой GHG Protocol)¹⁵¹.

Анализ источников информации, используемых уполномоченными организациями в странах референтной группы, при расчете сетевых коэффициентов выбросов.

Расчёт сетевого коэффициента выбросов, публикуемого Министерством науки, технологий и инноваций (Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação - МСТІ), предоставляет бразильский Системный оператор (ONS). В Регламенте работы ONS указано, что он должен предоставлять такой расчёт в МСТІ ежемесячно¹⁵².

Информация, как именно Системный оператор рассчитывает сетевой коэффициент выбросов, не приводится (известно лишь, что используется методология CDM).

В то же время в распоряжении Системного оператора находится большой объём собственных данных о работе энергосистемы, которые могут использоваться для расчёта сетевого коэффициента выбросов и которые раскрываются публично.

В частности, ONS на ежедневной и еженедельной основе публикует «Бюллетени операций» - данные о генерации и нагрузке, в частности, о выработке каждой электростанции Бразилии. Кроме того, публикуются исторические данные по месяцам и годам.

1.3.2. ЮАР

В ЮАР действуют Национальные правила отчетности по выбросам парниковых газов (англ. - National Greenhouse Gas Emission Reporting Regulations), принятые соответствующим законом в 2017 году¹⁵³. Для выполнения требований закона действует соответствующее техническое руководство для промышленности¹⁵⁴. Данные документы нацелены на выполнение национальных климатических обязательств в соответствии с Рамочной конвенцией ООН об изменении климата (РКИКООН) и основываются на

¹⁵¹ Cálculo do Mix Residual do Brasil para ano calendário 2019 / Instituto Totum - https://institutototum.com.br/images/totum/arquivos/Mix_Residual_2019_versao_02.pdf

¹⁵² ONS - Manual de Procedimentos da Operação, Módulo 5 - Submódulo 5.13, p.31. http://www.ons.org.br/MPO2/Documento%20Normativo/4.%20Rotinas%20Operacionais%20-%20SM%205.13/4.3.%20Rotinas%20P%C3%B3s-Opera%C3%A7%C3%A3o/4.3.2.%20Apura%C3%A7%C3%A3o%20de%20Dados/RO-AO.BR.08_Rev.17.pdf

¹⁵³ Air Quality Act (39/2004): National Greenhouse Gas Emission Reporting Regulations, Gazette number: 40762. <https://cer.org.za/wp-content/uploads/2016/08/GHG-emission-reporting-regs.pdf>

¹⁵⁴ Technical Guidelines for Monitoring, Reporting and Verification of Greenhouse Gas Emissions - https://www.dffe.gov.za/sites/default/files/legislations/technicalguidelinesformrvofemissionsbyindustry_0.pdf

рекомендациях и руководствах РКИКООН, МГЭИК (IPCC Guidelines)¹⁵⁵. В Техническом руководстве описываются необходимые подходы к выбору сетевого коэффициента выбросов, но национальная методология расчёта сетевого коэффициентов выбросов не приводится.

Компании ЮАР, составляющие климатические балансы, учитывают выбросы от приобретаемой электроэнергии (Охват 2) в соответствии с GHG Protocol Scope 2 Guidance и ISO 14064-1¹⁵⁶.

При этом компании ЮАР учитывают выбросы от приобретаемой электроэнергии как по региональному (location based) методу с использованием сетевых коэффициентов выбросов Eskom¹⁵⁷ (компания Eskom занимает монопольное положение в генерации, передаче и распределении энергии в ЮАР), так и по рыночному методу (что более характерно для крупных компаний). В отдельных случаях для учёта выбросов Охвата 2 по региональному методу компании ЮАР могут использовать сетевые коэффициенты выбросов МЭА¹⁵⁸.

Eskom публикует сетевые коэффициенты выбросов в своих годовых отчётах (стр. 127 в последнем Eskom Integrated Report)¹⁵⁹. При этом выделяются два сетевых коэффициента выбросов:

$$EF_1 = \frac{E_{total}}{EL_{trade} - EL_{losses} - EL_{theft} - EL_{aux}}, \quad (1.30)$$

где EF_1 – сетевой коэффициент выбросов CO₂, кг CO₂/кВт·ч;

E_{total} – общее количество выбросов CO₂ за год, кг CO₂;

EL_{trade} – общее количество проданной электроэнергии компанией Eskom (включая внешние закупки и импорт), кВт·ч;

EL_{losses} – потери электроэнергии при передаче и распределении (технические потери), кВт·ч;

EL_{theft} – нетехнические потери (кражи), кВт·ч;

EL_{aux} – потребление электроэнергии на собственные нужды компании Eskom, кВт·ч.

¹⁵⁵ «Структура настоящего Технического руководства по расчету источников и поглотителей выбросов соответствует структуре, предложенной в Руководстве Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК) 2006 г., Стандарт по парниковым газам для Южной Африки. Таким образом, методологии, представленные в этом документе, в основном основаны на Руководящих принципах МГЭИК 2006 г. Значительный объем материала, содержащегося в настоящем документе, взят из Руководящих принципов МГЭИК 2006 г. (если не указано иное) и обобщен для повышения удобства использования», - Technical Guidelines for Monitoring, Reporting and Verification of Greenhouse Gas Emissions, p. 3 -

https://www.dffe.gov.za/sites/default/files/legislations/technicalguidelinesformrvofemissionsbyindustry_0.pdf

¹⁵⁶ Sanlam Carbon Footprint - <https://www.sanlam.com/downloads/sustainability-reports/2021/Sanlam-Carbon-Footprint-2021.pdf>

¹⁵⁷ Например, Pepcor Carbon footprint summary <https://www.pepkor.co.za/wp-content/uploads/2022/05/Carbon-footprint-summary-2021.pdf>

¹⁵⁸ Vodacom Integrated report 2022 - <https://vodacom-reports.co.za/integrated-reports/ir-2022/documents/vodacom-esg-data-addendum-2022.xlsx> (вкладка «How we report our KPI»).

¹⁵⁹ Eskom Integrated Report, 2021, p.127. - <https://www.eskom.co.za/wp-content/uploads/2021/08/2021IntegratedReport.pdf>

$$EF_2 = \frac{E_{total}}{EL_{gen} - EL_{aux}}, \quad (1.31)$$

где E_{total} – общее количество выбросов CO₂ за год, кг CO₂;

EL_{gen} – общее количество произведенной электроэнергии, которая включает угольную, атомную генерацию, гидроаккумулирующие установки, выработку ветровых, гидро- и газовых электростанций, кВт·ч;

EL_{aux} – потребление электроэнергии на собственные нужды компании Eskom, кВт·ч.

Анализ корпоративной информации позволяет сделать вывод, что в своих отчётах компании используют сетевой коэффициент EF_1 (см. формулу 1.30), который даёт более высокую величину удельных (на кВт·ч) выбросов¹⁶⁰. Это соответствует локальной рекомендации использовать «более высокий сетевой коэффициент выбросов, чтобы расчетный углеродный след скорее завышал, чем занижал объем загрязнения»¹⁶¹. Данная рекомендация основывается на «принципе консервативности».

По мнению авторов настоящего отчета, в методологическом плане следование указанному принципу больше подходит для проектной деятельности, о чем говорится в соответствующих документах (таких как CDM, The GHG Protocol for Project Accounting, ГОСТ Р ИСО 14064-2-2021), чем для целей инвентаризации выбросов Охвата 2.

Данные об общем объёме выбросов CO₂ за год (используемые в числителе) содержатся в том же Eskom Integrated Report в разделе «Техническая статистика»¹⁶². Данные «основаны на характеристиках угля и проектных параметрах электростанции на основе анализа угля и тоннажа сожженного угля. Цифры включают угольные и газотурбинные электростанции, а также нефть, потребляемую во время пусков электростанций, а также выбросы углекислого газа от пилотной установки подземной газификации угля». Данные заверены независимым оценщиком / аудитором.

Eskom ежегодно публикует «Отчёт об углеродном следе»¹⁶³ (отдельный документ). Для расчётов Eskom использует коэффициенты выбросов (по видам топлива) и данные о теплотворной способности топлив IPCC (в первую очередь) и Национальных правил отчетности по выбросам парниковых газов. Для угля Eskom использует собственный показатель чистой теплотворной способности (Net calorific value, NCV), равный 0,01897 ТДж/тонна (2020 год).

В «Отчёте об углеродном следе» Eskom приводит данные о выбросах от стационарного сжигания топлива (в процессе производства электроэнергии), являющиеся для компании основной частью её выбросов Охвата 1¹⁶⁴.

¹⁶⁰ См., например, Pepkor Carbon footprint summary <https://www.pepkor.co.za/wp-content/uploads/2022/05/Carbon-footprint-summary-2021.pdf> или Carbon footprint report of the University of Cape Town 2018 - http://www.uct.ac.za/sites/default/files/image_tool/images/328/explore/sustainability/reports/UCT_Carbon_Footprint_Report_2018.pdf

¹⁶¹ CFG: Carbon Footprinting Guide, Edition 4.1 | 2022, Nedbank, p.45 - https://www.nedbank.co.za/content/dam/nedbank/site-assets/AboutUs/Sustainability/Supporting%20Documents/CarbonFootprintingGuide_Ed3.2.pdf

¹⁶² Eskom Integrated Report, 2021, p.130 - <https://www.eskom.co.za/wp-content/uploads/2021/08/2021IntegratedReport.pdf>

¹⁶³ Eskom Carbon Footprint Report - <https://www.eskom.co.za/wp-content/uploads/2021/09/CarbonFootprintReport2020.pdf>

¹⁶⁴ Там же, p. 13

Следует отметить, что данные Eskom являются одним из двух основных источников данных об энергетических выбросах для составления национального отчёта о выбросах ЮАР, предоставляемого в ООН¹⁶⁵.

В то же время некоторые эксперты и пользователи данных Eskom (потребители электроэнергии) говорят об их недостаточной прозрачности. Например, Университет Кейптауна отмечает: «надежный и прозрачный сетевой коэффициент выбросов энергосистемы в Южной Африке остается проблемой»¹⁶⁶.

Помимо сетевого коэффициентов выбросов Eskom для ЮАР публикуются коэффициенты выбросов, рассчитанные по методологии CDM («Механизм чистого развития» ООН)¹⁶⁷. Однако основным назначением этой методологии является оценка коэффициента выбросов CO₂ для замещения электроэнергии (в результате реализации проектов CDM), вырабатываемой электростанциями в энергосистеме. Поэтому в ЮАР данная методика не используется для расчета выбросов Охвата 2.

Учет потребления электрической энергии на собственные производственные нужды электростанций.

При расчёте сетевых коэффициентов выбросов Eskom собственное потребление электроэнергии Eskom, включающее потребление электроэнергии электростанций, вычитается из валовой выработки.

Учет выработки электрической энергии от электростанций, находящихся в собственности потребителей электрической энергии и работающих на покрытие нагрузки таких потребителей, без выдачи электрической энергии во внешнюю электрическую сеть.

Не учитывается.

Учет парниковых газов, помимо двуокиси углерода (CO₂), образующихся при сжигании топлива – метана (CH₄) и закиси азота (N₂O), других видов парниковых газов.

Eskom публикует данные о выбросах N₂O, но не учитывает их при расчёте сетевых коэффициентов выбросов. Данные о выбросах метана не публикуются.

Кроме того, Eskom публикует сетевые коэффициенты выбросов для оксида азота (NO₂), оксида серы (SO₂)¹⁶⁸, которые не являются парниковыми газами.

Учет потерь электрической энергии в электрических сетях.

Потери в электрических сетях вычитаются из общего объема продаж электроэнергии Eskom при расчёте сетевого коэффициента EF_1 (см. формулу 1.30).

¹⁶⁵ South Africa's 7th National Greenhouse Gas (GHG) Inventory Report 2017, p. 38 - <https://www.dffe.gov.za/sites/default/files/docs/nir-2017-report.pdf> (опубликован в 2021 году).

¹⁶⁶ Carbon footprint report of the University of Cape Town 2018 - http://www.uct.ac.za/sites/default/files/image_tool/images/328/explore/sustainability/reports/UCT_Carbon_Footprint_Report_2018.pdf

¹⁶⁷ Methodological tool: Tool to calculate the emission factor for an electricity system Version 07.0 - <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf>

¹⁶⁸ Eskom Integrated Report, 2021, p.127, 130 - <https://www.eskom.co.za/wp-content/uploads/2021/08/2021IntegratedReport.pdf>

Учета экспорта / импорта электрической энергии в сопредельные государства.

Импорт электроэнергии включается в расчёт сетевого коэффициента EF_1 (см. формулу 1.30).

Учет выбросов парниковых газов от низкоуглеродных источников генерации – атомных- и гидроэлектростанций.

Не учитываются. В «Отчёте об углеродном следе» Eskom отмечено, что в расчёт выбросов от стационарного сжигания топлива включены выбросы от вспомогательного оборудования (дизельных генераторов) на атомной электростанции¹⁶⁹. При расчёте сетевых коэффициентов выбросов нет однозначного указания, включены ли эти выбросы или нет. Впрочем, их доля крайне незначительна и не оказывает влияния на общий результат.

Учет электроэнергии, поставляемой от сетевых накопителей электрической энергии, а также гидроаккумулирующих электростанций.

При расчёте сетевого коэффициента EF_2 (см. формулу 1.31) учитывается сальдо от работы ГАЭС – выработка ГАЭС включена в объем произведенной электроэнергии, но затем из этого объёма вычитается собственное потребление электроэнергии Eskom, в которое включена электроэнергия, используемая для «зарядки» ГАЭС¹⁷⁰.

Мы предполагаем, что для других типов накопителей электрической энергии будет применяться аналогичная практика, если только по этому поводу не будет принято специальных нормативных актов.

Учет принципа распределения потребления топлива на выработку раздельно электрической и тепловой энергии.

Отсутствует информация о наличии ТЭЦ в составе Eskom.

Анализ подходов и алгоритмов расчета объема косвенных энергетических выбросов сетевыми компаниями от покупки электрической энергии на компенсацию потерь в электрических сетях.

Eskom управляет генерацией, передачей и распределением электроэнергии в ЮАР. Компания не ведёт учёт выбросов Охвата 2.

Анализ подходов, применяемых в странах референтной группы при территориальном разделении национальной энергосистемы на группы (макрорегионы, регионы, субрегионы и т. п.) в рамках применения регионального метода. Описание алгоритма определения границ для территориального разделения. Определение принципов учета перетока электроэнергии, в том числе транзитного, между отдельными выбранными группами.

Сетевой коэффициент выбросов рассчитывается на национальном уровне без территориального разделения

Анализ методов расчета несертифицированного остатка генерации (англ. residual mix) в странах референтной группы и его учета при корректировке сетевых

¹⁶⁹ Eskom Carbon Footprint Report, p.13 - <https://www.eskom.co.za/wp-content/uploads/2021/09/CarbonFootprintReport2020.pdf>

¹⁷⁰ Eskom Integrated Report, 2021, p.128 (сноска 4). - <https://www.eskom.co.za/wp-content/uploads/2021/08/2021IntegratedReport.pdf>

коэффициентов выбросов и применения организациями для оценки косвенных энергетических выбросов.

Коэффициент несертифицированного остатка генерации не рассчитывается.

Анализ источников информации, используемых уполномоченными организациями в странах референтной группы, при расчете сетевых коэффициентов выбросов.

Особенностью ЮАР является использование «внутрикорпоративного» сетевого коэффициента выбросов в качестве национального. Компания Eskom занимает монопольное положение в генерации, передаче и распределении энергии в ЮАР и именно ее публикации сетевых коэффициентов используются компаниями страны для расчёта выбросов. Соответственно, для расчёта сетевых коэффициентов выбросов используется собственная внутренняя информация/статистика Eskom, которая также раскрывается публично в годовом отчёте (Eskom Integrated Report)¹⁷¹.

Для своих расчётов Eskom также использует коэффициенты выбросов (по видам топлива) и данные о теплотворной способности топлив IPCC (в первую очередь) и Национальных правил отчетности по выбросам парниковых газов. Для угля Eskom использует собственный показатель чистой теплотворной способности (Net calorific value, NCV), равный 0,01897 ТДж/тонна (2020 год).

¹⁷¹ Eskom Integrated Report, 2021 - <https://www.eskom.co.za/wp-content/uploads/2021/08/2021IntegratedReport.pdf>

1.4. Постсоветские страны

1.4.1. Казахстан

Казахстанские компании формируют отчётность о выбросах, опираясь на принципы/стандарты GRI (Global Reporting Initiative) и GHG Protocol.

КазМунайГаз, крупнейшая компания Казахстана, в своём Отчете об устойчивом развитии указывает: «Данный Отчет подготовлен в соответствии с международным руководством по подготовке отчетности в области устойчивого развития Global Reporting Initiative Sustainability Reporting Standards (GRI Standards), а также отраслевого приложения для нефтегазовых компаний GRI Oil and Gas Sector Disclosures»¹⁷².

Там же отмечается, что «Расчеты выбросов ПГ выполняются в соответствии с международными и национальными методиками и руководствами, такими как, CDP Technical Note: Accounting of Scope 2 emissions; CDP Technical Note: Guidance methodology for estimation of Scope 3 category 11 emissions for oil and gas companies; Compendium of Greenhouse Gas Emissions Estimation Methodologies for the Oil and Natural Gas Industry, API 2009; Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК, 2006, том 2 стационарное сжигание топлива; *Методические указания по расчету выбросов ПГ от тепловых электростанций и котельных, Астана, 2010 год*»¹⁷³.

В CDP отчёте КазМунайГаз отмечается: «Выбросы Охвата 2 (по региональному методу) для наших активов, расположенных в Казахстане и Грузии, рассчитываются с использованием доступных национальных коэффициентов выбросов при производстве энергии». Однако конкретный источник данных национальных сетевых коэффициентов не указывается.¹⁷⁴

АО «ТНК «Казхром» для расчёта выбросов Охвата 2 использует следующее (дословная цитата): «Коэффициенты расчета: (1) Приобретаемая электроэнергия – данные, определенные для страны Всемирным советом предпринимателей по устойчивому развитию и Институтом мировых природных ресурсов: Протокол выбросов парниковых газов – Инструмент расчета объемов приобретаемой электроэнергии, версия 4.3 (данные 2008 года)»¹⁷⁵. Другими словами, расчёты выбросов Охвата 2 компании не основываются на каких-либо национальных данных и национальной методике.

Таким образом, для оценки объёмов косвенных выбросов от приобретаемой электроэнергии компании Казахстана используют данные из открытых (международных) источников.

Национальная методика расчёта сетевого коэффициента выбросов и коэффициента несертифицированного остатка генерации в Казахстане отсутствует.

¹⁷² Отчет об устойчивом развитии КазМунайГаз https://www.kmg.kz/uploads/reports/KMG-OUR_2020_RU.pdf, стр. 14

¹⁷³ Отчет об устойчивом развитии КазМунайГаз https://www.kmg.kz/uploads/reports/KMG-OUR_2020_RU.pdf, стр. 115. Ссылка на методику: <https://www.egfntd.kz/upload/NTD/MERK/9.pdf>

¹⁷⁴ CDP Climate Change КМГ 2020

<http://ir.kmg.kz/storage/files/82089f1de9ad4940/KazMunayGas%20National%20Company%20JCS%20-%20Climate%20Change%202020.pdf>, стр. 23

¹⁷⁵ Годовой отчет Казхром https://www.kazchrome.com/files/pdf/Kazchrom_ARA_2021_RU_updated.pdf, стр. 46

1.4.2. Латвия

Основным нормативным документом, регламентирующим политику в рамках раскрытия нефинансовой отчетности для латвийских компаний, является директива ЕС 2014/95/EU¹⁷⁶. При этом Латвия является участником ассоциации AIB¹⁷⁷ и имеет систему GO сертификатов. Оператором энергетической сети Латвии (AS "Augstsprieguma tīkls" AST¹⁷⁸) обеспечивается передача информации о производстве, передаче и потреблении электроэнергии для общеевропейского рынка на платформу ENTSO-E¹⁷⁹, таким образом обеспечивается принцип «прозрачности» (Transparency) для всех игроков рынка.

Собственная методика по расчету сетевого коэффициента для определения выбросов Охвата 2 в Латвии отсутствует. Однако существует методика для расчета выбросов парниковых газов в целях оценки воздействия мероприятий и проектов на изменение климата (Methodology for Calculating Greenhouse Gas Emissions¹⁸⁰), утверждённая положением кабинета министров республики Латвия.

Методика применяется для оценки воздействия мероприятий, связанных с изменением климата, посредством чего предполагается достичь одной или нескольких из следующих целей или задач:

1. Повышение энергоэффективности;
2. Внедрение технологий использования возобновляемых источников энергии или повышение эффективности технологий использования ископаемых источников энергии;
3. Повышение эффективности работы холодильного оборудования;
4. Осуществление мер по повышению энергоэффективности в области транспорта (за исключением мер, указанных в подпункте 2);
5. Осуществление мероприятий в области обращения с отходами (за исключением мер, указанных в подпункте 2).

Согласно указанной методике, коэффициент выбросов CO_2 для электроэнергии, произведенной в Латвии, рассчитывается по следующей формуле:

$$K_{elvid} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{i,sarfosel} \times K_{i,kur}}{Q_{sar el}}, \quad (1.32)$$

где K_{elvid} - коэффициент выбросов CO_2 для электроэнергии, произведенной в Латвии, т CO_2 /МВт·ч;

$Q_{i,sarfosel}$ - количество электроэнергии, произведенной в Латвии с использованием ископаемого топлива вида i , МВт·ч;

$K_{i,kur}$ - коэффициент выбросов CO_2 для топлива вида i (см. Табл.1.2), т CO_2 /МВт·ч;

$Q_{sar el}$ - количество электроэнергии, произведенной в Латвии, МВт·ч.

¹⁷⁶ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32014L0095>

¹⁷⁷ <https://www.aib-net.org/>

¹⁷⁸ <https://www.ast.lv/en/content/guarantees-origin>

¹⁷⁹ <https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show>

¹⁸⁰ <https://likumi.lv/ta/en/en/id/296651>

Анализ формулы 1.32 показывает, что данный коэффициент, по аналогии со «средним коэффициентом» методики CDM, в первом приближении может рассматриваться как сетевой коэффициент выбросов.

Таблица 1.2. Коэффициент выбросов K_{kur} в зависимости от вида топлива

Тип топлива	Коэффициент выбросов K_{kur} , т CO_2 /МВт·ч
Уголь (антрацит)	0,354
Бурый уголь (лигнит)	0,364
Дизельное топливо (газойль/дизельное топливо)	0,267
Мазут (тяжелое дизельное топливо)	0,279
Сжиженный нефтяной газ	0,227
Природный газ	0,202

Учет потребления электрической энергии на собственные производственные нужды электростанций.

Информация отсутствует в открытом доступе

Учет парниковых газов, помимо двуокиси углерода

Учитываются только выбросы CO_2 .

Учет потерь электрической энергии в электрических сетях

Информации отсутствует в открытом доступе.

Учета экспорта / импорта электрической энергии в сопредельные государства.

Не учитывается. Методика предусматривает расчет коэффициента выбросов только для электроэнергии, произведенной в Латвии.

Учет выбросов парниковых газов от низкоуглеродных источников генерации – атомных- и гидроэлектростанций

Выбросы парниковых газов для возобновляемых источников энергии (ВИЭ) считаются равными нулю. В соответствии с методологией к ВИЭ относятся: энергия ветра, солнца, геотермальная, волновая, приливная и водная энергия, а также аэротермальная энергия (тепловая энергия, накопленная в воздухе), геотермальная энергия (тепловая энергия, находящаяся под поверхностью материка) и гидротермальная энергия (тепловая энергия, находящаяся в поверхностных водах), отходы со свалок, биогаз и биомасса.

Анализ подходов, применяемых в странах референтной группы при территориальном разделении национальной энергосистемы на группы (макрорегионы, регионы, субрегионы и т. п.) в рамках применения регионального метода. Описание алгоритма определения границ для территориального разделения. Определение принципов учета перетока электроэнергии, в том числе транзитного, между отдельными выбранными группами.

Коэффициент считается на национальном уровне, без территориального разделения.

Принципы учета перетока электроэнергии, в том числе транзитного, между отдельными выбранными группами.

Коэффициент считается на национальном уровне, без территориального разделения.

Анализ методов расчета несертифицированного остатка генерации (англ. residual mix) в странах референтной группы и его учета при корректировке сетевых коэффициентов выбросов и применения организациями для оценки косвенных энергетических выбросов.

Коэффициент несертифицированного остатка генерации для Латвии считается в рамках участия в Ассоциации эмитсионных органов (Association of Issuing Bodies, AIB).

Анализ источников информации, используемых уполномоченными организациями в странах референтной группы, при расчете сетевых коэффициентов выбросов.

Для расчета коэффициента выбросов методика предлагает использовать данные Центрального статистического управления Латвии.

1.4.3. Литва

Литва, как и другие страны европейского союза предоставляет данные по нефинансовой отчетности согласно директиве европейского союза 2014/95/EU¹⁸¹ и методологии по предоставлению информации в рамках данной директивы 2017/C 215/01¹⁸². Помимо этого, Литва является участницей ассоциации «Association of Issuing Bodies (AIB)», а национальный оператор сети компания Litgrid предоставляет сертификаты происхождения ГО. Соответственно, коэффициент несертифицированного остатка генерации Латвии считается в рамках участия в AIB.

В процессе анализа нормативных правовых актов и практик по расчету выбросов, собственной методологии по определению сетевого коэффициента выбросов выявлено не было. В первую очередь, это объясняется активным использованием международных практик и уже имеющихся сетевых коэффициентов (МЭА¹⁸³, Carbon footprint¹⁸⁴ и т.д.). С другой стороны, стоит отметить, что лишь небольшое количество компаний, представленных на рынке Литвы, публикуют данные по выбросам парниковых газов. Согласно данным исследования банка Литвы, в 2021 году¹⁸⁵ была проанализирована 21 литовская компания, представленная в индексе Nasdaq Vilnius. В результатах исследования было выявлено, что только треть из всего количества компаний представляют данные о выбросах парниковых газов и только 3 из них раскрывают данные по выбросам в категории Охват 2 и Охват 3 в соответствии с Протоколом по парниковым газам.

При оценке нефинансовой отчетности ведущих литовских компаний в сфере изменения климата было определено, что энергетическая компания Ignitis Group учитывает в своем отчете¹⁸⁶ выбросы от приобретенной электроэнергии, используя

¹⁸¹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32014L0095>

¹⁸² [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52017XC0705\(01\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52017XC0705(01))

¹⁸³ <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/emissions-factors-2021>

¹⁸⁴ https://www.carbonfootprint.com/docs/2022_03_emissions_factors_sources_for_2021_electricity_v11.pdf

¹⁸⁵ <https://www.lb.lt/en/publications/overview-of-disclosure-of-non-financial-information-of-the-companies-listed-on-nasdaq-vilnius>

¹⁸⁶ <https://www.ignitisgrupe.lt/sites/default/files/inline-files/2021%20Ignitis%20Group%20GHG%20inventory%20report.pdf>

сетевой коэффициент (МЭА,2021) и коэффициент несертифицированного остатка генерации (AIB,2021).

Другая крупная компания Klaipėdos Nafta¹⁸⁷ использовала только сетевой коэффициент, так как 100% электроэнергии, потребленной в отчетном 2019 году, было приобретено без гарантий происхождения, но при этом начиная с 2020 года¹⁸⁸, косвенные выбросы равны нулю, так как вся потребляемая электроэнергия была получена из возобновляемых источников.

Компания AUGA GROUP, AB¹⁸⁹ в своей годовой отчетности приводит данные по выбросам Охвата 2, основанные на рыночном методе без указания коэффициента, но выбросы для базового 2019 года являются незначительными и составляют 6 т CO₂-экв.

¹⁸⁷ <https://ml-eu.globenewswire.com/Resource/Download/9316b4a6-4941-4ef4-81aa-2f2fb25e5599>

¹⁸⁸ https://www.nasdaqbaltic.com/market/upload/reports/knf/2020_esg_en.pdf

¹⁸⁹ <https://auga.lt/en/sustainability/sustainability-reports/>

1.5. Прочие страны

1.5.1. Норвегия

В Норвегии сетевые коэффициенты выбросов парниковых газов, связанных с производством электроэнергии, рассчитываются на ежегодной основе Норвежским директором водных ресурсов и энергетики (The Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE)¹⁹⁰). При этом NVE рассчитывает как сетевой коэффициент, который указывается в декларации о физически поставляемой электроэнергии¹⁹¹, так и коэффициент несертифицированного остатка генерации¹⁹².

Источниками информации для расчета сетевых коэффициентов выбросов являются данные информационной система Elhub¹⁹³, Статистического управления Норвегии¹⁹⁴, системы Nord Pool¹⁹⁵, национальной статистики по энергетике других стран.

Система Elhub, созданная компанией Statnett¹⁹⁶, представляет собой централизованную систему обмена информацией для розничного рынка электроэнергии и содержит данные о производстве и потреблении электроэнергии в Норвегии.

Данные от Elhub используются статистическим агентством Норвегии, системой Nord Pool и NVE.

Данные об импорте и экспорте электроэнергии собираются компанией Statnett.

Подробного формульного описания методики расчета сетевого коэффициента выбросов NVE не предоставляет в открытом доступе. На сайте NVE дается лишь словесное описание методических подходов расчета сетевого коэффициента, на основе которого авторами настоящего отчета была выведена следующая формула:

$$EF_{CO_2e,grid} = \frac{\sum_{i=1}^n (EL_{gen,i} \times EF_{CO_2e,i}) + \sum_{j=1}^m E_{imp,j} - E_{exp}}{\sum_{i=1}^n EL_{gen,i} + \sum_{j=1}^m EL_{imp,j} - EL_{exp}}, \quad (1.33)$$

где $EF_{CO_2e,grid}$ – сетевой коэффициент выбросов ПГ, г CO₂-экв/кВт·ч;

$EL_{gen,i}$ – количество электроэнергии, выработанной на энергоисточнике вида i , кВт·ч;

$EL_{imp,j}$ – количество электроэнергии, импортированной из страны j , кВт·ч;

EL_{exp} – количество экспортированной электроэнергии, кВт·ч;

$EF_{CO_2e,i}$ – коэффициент выбросов ПГ от производства электроэнергии на энергоисточнике вида i , г CO₂-экв/кВт·ч (см. Табл. 1.3). Учитывает только выбросы от сжигания топлива;

¹⁹⁰ <https://www.nve.no/english/>

¹⁹¹ <https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/hvor-kommer-strommen-fra/>

¹⁹² <https://www.nve.no/energi/virkemidler/opprinnelsesgarantier-og-varedeklarasjon-for-stromleverandorer/varedeklarasjon-for-stromleverandorer/>

¹⁹³ <https://elhub.no/>

¹⁹⁴ <https://www.ssb.no/en/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet>

¹⁹⁵ <https://www.nordpoolgroup.com/>

¹⁹⁶ <https://www.statnett.no/en/for-stakeholders-in-the-power-industry/data-from-the-power-system/#import-and-export>

$E_{imp,j}$ – количество выбросов ПГ, связанных с импортом электроэнергии из страны j , г CO₂-экв;

E_{exp} - количество выбросов ПГ, связанных с экспортом электроэнергии, г CO₂-экв.

Таблица 1.3 – Коэффициенты выбросов для различных видов энергоисточников

Вид энергоисточника	Коэффициент выбросов ПГ, г CO ₂ -экв/кВт·ч
Возобновляемая энергия (включая ветер, воду, солнце и т. д.)	0
Атомная энергия	0
Газ	364
Каменный уголь	1 000
Нефть	775
Другие виды ископаемых топлив	455

Учет потребления электрической энергии на собственные производственные нужды электростанций

Информация отсутствует в открытом доступе.

Учет выработки электрической энергии от электростанций, находящихся в собственности потребителей электрической энергии и работающих на покрытие нагрузки таких потребителей, без выдачи электрической энергии во внешнюю электрическую сеть.

Информация отсутствует в открытом доступе.

Учет парниковых газов, помимо двуокиси углерода

Единицы измерения используемых и рассчитываемых сетевых коэффициентов выбросов приведены в г CO₂-экв, таким образом можно предположить, что помимо выбросов CO₂, учитываются выбросы CH₄ и N₂O.

Учет потерь электрической энергии в электрических сетях

Не учитываются.

Учет экспорта / импорта электрической энергии в сопредельные государства

Учитывается.

Импорт/экспорт электроэнергии рассчитывается для каждой из стран, с которыми Норвегия имеет связи по передаче электроэнергии (Швеция, Дания, Финляндия, Нидерланды и Россия).

Чистый импорт или экспорт для каждой отдельной страны рассчитывается по часам в течение года. Часы чистого импорта добавляются к годовому производству электроэнергии в Норвегии, а часы чистого экспорта вычитаются.

Для расчета выбросов, связанных с импортом и экспортом электроэнергии, используются сетевые коэффициенты выбросов соответствующих стран.

Учет выбросов парниковых газов от низкоуглеродных источников генерации – атомных- и гидроэлектростанций

Выбросы от атомных электростанций и гидроэлектростанций принимаются равными нулю.

Принцип распределения потребления топлива на выработку отдельно электрической и тепловой энергии.

Информация отсутствует в открытом доступе.

Подходы и алгоритмы расчета объема косвенных энергетических выбросов сетевыми компаниями от покупки электрической энергии на компенсацию потерь в электрических сетях

Оператор системы передачи электроэнергии Норвегии компания Statnett в своем отчете об устойчивом развитии¹⁹⁷ указывает выбросы, связанные с компенсацией потерь электроэнергии при ее транспортировке и распределении. В качестве источника данных для определения выбросов использовалась база данных NVE.

Выбросы Охвата 2 считаются по региональному и рыночному методам.

Описание подходов при территориальном разделении национальной энергосистемы на группы (макрорегионы, регионы, субрегионы и т. п.) в рамках применения регионального метода. Описание алгоритма определения границ для территориального разделения

Сетевой коэффициент выбросов рассчитывается для страны в целом без территориального деления.

Территория Норвегии разделена на 5 торговых (ценовых) зон. Для каждой зоны устанавливается своя цена 1 МВт·ч электроэнергии. Сетевые коэффициенты выбросов для ценовых зон не рассчитываются.

Принципы учета перетока электроэнергии, в том числе транзитного, между отдельными выбранными группами.

Сетевой коэффициент выбросов рассчитывается для страны в целом без территориального деления.

Методы расчета несертифицированного остатка генерации (англ. residual mix) и его учета при корректировке сетевых коэффициентов выбросов и применения организациями для оценки косвенных энергетических выбросов

Коэффициент несертифицированного остатка генерации для Норвегии рассчитывается в рамках участия в Ассоциации эмитсионных органов («Association of Issuing Bodies», AIB).

Анализ источников информации, используемых уполномоченными организациями в странах референтной группы, при расчете сетевых коэффициентов выбросов.

Источниками информации для расчета сетевых коэффициентов выбросов Норвегии являются данные информационной системы Elhub¹⁹⁸, Статистического управления Норвегии¹⁹⁹, системы Nord Pool²⁰⁰, национальной статистики по энергетике других стран.

¹⁹⁷ https://www.responsibilityreports.com/HostedData/ResponsibilityReports/PDF/statnett_2020.pdf

¹⁹⁸ <https://elhub.no/>

¹⁹⁹ <https://www.ssb.no/en/energi-og-industri/energi/statistikk/elektrisitet>

²⁰⁰ <https://www.nordpoolgroup.com/>

Система Elhub, созданная компанией Statnett²⁰¹, представляет собой централизованную систему обмена информацией для розничного рынка электроэнергии и содержит данные о производстве и потреблении электроэнергии в Норвегии.

Данные от Elhub используются статистическим агентством Норвегии, системой Nord Pool и NVE.

Данные об импорте и экспорте электроэнергии собираются компанией Statnett.

1.5.2. Великобритания

Департамент окружающей среды, продовольствия и сельского хозяйства (Department for Environment Food & Rural Affairs, DEFRA) совместно с Департаментом бизнеса, энергетики и промышленной стратегии (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, BEIS) Правительства Великобритании ежегодно публикуют коэффициенты выбросов парниковых газов, предназначенные для использования британскими и международными компаниями для расчета прямых (Охват 1), энергетических косвенных (Охват 2) и прочих косвенных (Охват 3) выбросов²⁰². Следует отметить, что коэффициенты так и называются – правительственные коэффициенты для корпоративной отчетности.

Вместе с коэффициентами публикуется методика их расчета²⁰³, а также документ, объясняющий существенные изменения значений коэффициентов по сравнению с прошлым годом²⁰⁴. Существенными изменениями считаются те, которые превышают 5% для выбросов Охвата 1 и Охвата 2, и 10% для выбросов Охвата 3.

Коэффициенты публикуются на сайте Правительства Великобритании в виде отдельных excel-файлов²⁰⁵. Публикуется excel-файл с основными коэффициентами для большинства пользователей, excel-файл с полным набором коэффициентов для опытных пользователей, а также excel-файл с коэффициентами для машинной обработки. В excel-файлах содержится развитая система контекстной помощи, позволяющая пользователю понять назначение того или иного коэффициента.

Методика расчёта сетевого коэффициента DEFRA&BEIS может рассматриваться как одна из лучших практик расчета сетевых коэффициентов.

В публикуемой методике расчета коэффициентов приводится текстовое описание методов расчета, за исключением описания метода распределения топлива на выработку тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, где приводится формульное описание.

Учет потребления электрической энергии на собственные производственные нужды электростанций.

Публикуемый сетевой коэффициент выбросов учитывает электроэнергию, переданную в сеть. Таким образом электроэнергия, потребленная на собственные производственные нужды электростанций, вычитается из валовой выработки.

Учет выработки электрической энергии от электростанций, находящихся в собственности потребителей электрической энергии и работающих на покрытие

²⁰¹ <https://www.statnett.no/en/for-stakeholders-in-the-power-industry/data-from-the-power-system/#import-and-export>

²⁰² <https://www.gov.uk/government/collections/government-conversion-factors-for-company-reporting>

²⁰³ https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1083857/2022-ghg-cf-methodology-paper.pdf

²⁰⁴ https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1083858/2022-ghg-cf-major-changes-document.pdf

²⁰⁵ <https://www.gov.uk/government/publications/greenhouse-gas-reporting-conversion-factors-2022>

нагрузки таких потребителей, без выдачи электрической энергии во внешнюю электрическую сеть.

Учитывается электроэнергия, переданная в сеть от электростанций, находящихся в собственности потребителей. По итогам 2019 года доля электроэнергии в сети от таких электростанций составила 18,4%.

Учет парниковых газов, помимо двуокиси углерода (CO₂), образующихся при сжигании топлива – метана (CH₄) и закиси азота (N₂O), других видов парниковых газов.

Рассчитываются и публикуются сетевые коэффициенты выбросов CO₂, CH₄ и N₂O, выраженные в кг CO₂-экв/кВт·ч. Также рассчитывается и публикуется совокупный сетевой коэффициент, учитывающий выбросы всех трех газов.

Для перевода выбросов парниковых газов из натуральных единиц в эквивалентные выбросам CO₂ (CO₂-экв) используются потенциалы глобального потепления из 4-го оценочного доклада МГЭИК.

Учет потерь электрической энергии в электрических сетях.

Сетевые потери не учитываются при расчёте сетевого коэффициента выбросов.

Сетевой коэффициент выбросов от выработки электроэнергии и коэффициент, учитывающий потери электрической энергии в сетях, рассчитываются и публикуется отдельными позициями (см. Приложения 1 и 2 к настоящему отчету).

Учет экспорта / импорта электрической энергии в сопредельные государства.

Учитывается. Великобритания является нетто-импортером электроэнергии из Франции, Нидерландов и Бельгии, а также нетто-экспортером электроэнергии в Ирландию.

Сетевые коэффициенты выбросов для импортируемой электроэнергии определяются на основе данных, публикуемых соответствующими странами. В частности используются данные Статистического управления Нидерландов²⁰⁶ и компании RTE, являющейся системным оператором Франции²⁰⁷.

Учет выбросов парниковых газов от низкоуглеродных источников генерации – атомных- и гидроэлектростанций.

Выбросы от атомных и гидроэлектростанций считаются равными нулю.

Учет электроэнергии, поставляемой от сетевых накопителей электрической энергии, а также гидроаккумулирующих электростанций.

Информация отсутствует в открытом доступе.

Учет принципа распределения потребления топлива на выработку отдельно электрической и тепловой энергии.

Для распределения потребления топлива на выработку электрической и тепловой энергии на ТЭЦ используется метод «1/3:2/3 DUKES»²⁰⁸, предполагающий, что для производства каждой единицы электроэнергии требуется в два раза больше единиц

²⁰⁶ (2022, January 31). *Dutch Electricity Factor*. Retrieved 2020, from <https://www.cbs.nl/nl-nl/achtergrond/2022/05/rendementen->

²⁰⁷ (2022). *French Electricity Factor*. Retrieved 2020, from <https://www.rte-france.com/fr/eco2mix/eco2mix-telechargement>

²⁰⁸ Метод разработан Департаментом бизнеса, энергетики и промышленной стратегии Правительства Великобритании и описан в Методических указаниях, опубликованных на сайте Правительства https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/656647/CHP.pdf

топлива, чем для производства каждой единицы тепловой энергии. Данное предположение основывается на практических наблюдениях, показывающих, что эффективность производства электроэнергии (на электростанциях, вырабатывающих только электроэнергию) варьируется от 25% до 50%, в то время как эффективность выработки тепловой энергии топливосжигающими котлами варьируется от 50% до 90%.

Расход топлива на выработку электроэнергии рассчитывается по формуле:

$$FC_{El} = \left(\frac{2 \times FC_{total}}{2 \times EG + HG} \right) \times EG, \quad (1.34)$$

где FC_{El} – расход топлива на выработку электроэнергии, ГДж;

FC_{total} – общий расход топлива на ТЭЦ, ГДж;

EG – выработка электрической энергии, ГДж;

HG – выработка тепловой энергии, ГДж.

Анализ подходов и алгоритмов расчета объема косвенных энергетических выбросов сетевыми компаниями от покупки электрической энергии на компенсацию потерь в электрических сетях.

Крупнейшая электросетевая компания Великобритании National Grid²⁰⁹ в своем отчете CDP и в Отчете об ответственном бизнесе²¹⁰ указывает, что компания считает выбросы, связанные с покупкой электроэнергии на восполнение ее потерь при транспортировке и распределении, по региональному и рыночному методам.

Анализ подходов, применяемых в странах референтной группы при территориальном разделении национальной энергосистемы на группы (макрорегионы, регионы, субрегионы и т. п.) в рамках применения регионального метода. Описание алгоритма определения границ для территориального разделения. Определение принципов учета перетока электроэнергии, в том числе транзитного, между отдельными выбранными группами.

Сетевой коэффициент рассчитывается на национальном уровне без территориального разделения.

Анализ методов расчета несертифицированного остатка генерации (англ. residual mix) в странах референтной группы и его учета при корректировке коэффициентов выбросов и применения организациями для оценки косвенных энергетических выбросов.

Коэффициент несертифицированного остатка генерации для Великобритании рассчитывается и публикуется Ассоциацией эмитсионных органов (Association of Issuing Bodies, AIB).

Анализ источников информации, используемых уполномоченными организациями в странах референтной группы, при расчете сетевых коэффициентов выбросов.

Основным источником информации, используемым правительством Великобритании для расчета сетевого коэффициента выбросов ПГ, является Дайджест статистических данных по энергетике Великобритании (Digest of UK Energy Statistics, DUKES²¹¹), ежегодно публикуемый Департаментом бизнеса энергетики и промышленной стратегии. В данном документе содержится информация о производстве, торговле и потреблении в Великобритании энергии в целом и по отдельным видам

²⁰⁹ <https://www.nationalgrid.com>

²¹⁰ <https://www.nationalgrid.com/document/146751/download>

²¹¹ <https://www.gov.uk/government/statistics/digest-of-uk-energy-statistics-dukes-2021>

топлива. Источник находится в открытом доступе.

1.5.3. Иран

Национальные методики расчета как косвенных энергетических, так и прямых выбросов в Иране не публикуются, что подтверждается в статье «Energy supply transformation pathways in Iran to reduce GHG emissions in line with the Paris Agreement»²¹².

Последний отчет об электроэнергетической отрасли Министерство энергетики Ирана представило в 2020 году, где указывается уровень выбросов (коэффициенты) загрязняющих веществ в окружающую среду тепловыми электростанциями в 2019 г.²¹³ (см. Табл. 1.4).

Таблица 1.4. Удельные выбросы тепловыми станциями Ирана в 2019 г, г/кВт·ч

NO _x	SO _x	CO ₂	CO	CH ₄
0,881	1,343	564	0,001	0,030

В других представленных научных публикациях приводятся общие данные объемов выбросов CO₂ со ссылкой на Международное энергетическое агентство (IEA) и/или Всемирный банк (World Bank) без методик, кроме этого, каждый автор использует различные инструменты анализа и подсчета выбросов.

Например, в статье «Source Apportionment of Tehran's Air Pollution by Emissions Inventory» отмечается: «Для измерения выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников и коэффициентов расхода топлива и выбросов Иранская организация по сбыту нефтепродуктов и Национальная газовая компания Ирана предоставили необходимую информацию»²¹⁴.

Международное агентство по возобновляемой энергетике (IRENA) публикует коэффициент выбросов от электроэнергии/производства тепла для Ирана, рассчитывая его делением выбросов электроэнергетического сектора на объем выработки электроэнергии и тепла²¹⁵. При этом IRENA ссылается на собственную статистику и многочисленные международные базы данных, но не какие-либо национальные источники.

Иранские компании не публикуют отчетов об устойчивом развитии, а в редко встречающихся годовых отчетах информация о выбросах отсутствует.

Результаты анализа практики расчета сетевых коэффициентов выбросов парниковых газов в различных странах представлены в сводных таблицах (см. Приложения 4-8).

²¹² Energy supply transformation pathways in Iran to reduce GHG emissions in line with the Paris Agreement <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X20300948>, стр. 6

²¹³ Iran electric power industry 2019-2020 <https://isn.moe.gov.ir/getattachment/Statistical-Reports/Electricity/IRAN-ELECTRIC-POWER-INDUSRY-2019-2020/sanatebargh-english.pdf>, стр. 78

²¹⁴ Source Apportionment of Tehran's Air Pollution by Emissions Inventory https://www.researchgate.net/publication/267725793_Source_Apportionment_of_Tehran's_Air_Pollution_by_Emissions_Inventory, стр.2

²¹⁵ IRENA Iran Energy Profile 29th September, 2021 [https://www.irena.org/IRENADocuments/Statistical_Profiles/Middle%20East/Iran%20\(Islamic%20Republic%20of\)_Middle%20East_RE_SP.pdf](https://www.irena.org/IRENADocuments/Statistical_Profiles/Middle%20East/Iran%20(Islamic%20Republic%20of)_Middle%20East_RE_SP.pdf)

2. АНАЛИЗ ТРЕБОВАНИЙ МЕЖДУНАРОДНЫХ СТАНДАРТОВ К СЕТВЫМ КОЭФФИЦИЕНТАМ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

2.1. Протокол по парниковым газам

Протокол по парниковым газам (GHG Protocol) представляет собой организацию, основанную в 1998 г. Институтом мировых ресурсов (World Resources Institute, WRI) и Всемирным советом предпринимателей по устойчивому развитию (World Business Council For Sustainable Development, WBCSD). Цель основания Протокола по парниковым газам заключалась в создании международного стандарта корпоративного учета и отчетности по выбросам парниковых газов (ПГ). Первое издание стандарта корпоративного учета и отчетности было опубликовано в 2001 г. В нем, в частности, впервые было произведено деление выбросов ПГ на прямые (Охват 1), косвенные энергетические (Охват 2) и косвенные прочие (Охват 3).

В настоящее время Протокол по парниковым газам представляет собой набор стандартов, руководств, расчетных инструментов и обучающих курсов по учету, отчетности и управлению выбросами ПГ на уровне организаций, городов, проектной деятельности. Стандарты и руководства Протокола по парниковым газам являются одними из самых востребованных в мире при подготовке отчетности о выбросах ПГ.

В соответствии с Руководством Протокола по парниковым газам по учету выбросов ПГ Охвата 2²¹⁶ организации должны количественно оценивать выбросы от производства потребленной со стороны электроэнергии, пара, тепла и холода. Эти выбросы называются косвенными энергетическими выбросами и объединяются в группу выбросов Охвата 2 (Scope 2)²¹⁷.

Расчет выбросов Охвата 2 Протокол по парниковым газам предлагает выполнять следующим образом:

1. Данные о количестве приобретенной со стороны электроэнергии и потребленной на собственные нужды, необходимо умножить на коэффициент косвенных энергетических выбросов, связанных с производством этой электроэнергии. Некоторые наборы коэффициентов могут включать выбросы CO₂, CH₄ и N₂O, другие могут отражать только выбросы CO₂;

2. Полученные значения выбросов по отдельным газам умножаются на потенциалы глобального потепления и суммируются с получением общего количества выбросов ПГ, выраженного в тоннах CO₂-эквивалента (т CO₂-экв).

Выбросы, связанные с приобретением электроэнергии со стороны для перепродажи или транзита, не учитываются в Охвате 2.

Коэффициент косвенных энергетических выбросов должен учитывать выбросы, связанные со сжиганием топлива на энергоисточниках для выработки электроэнергии, и не учитывать выбросы, связанные с потерями электроэнергии при ее транспортировке и распределении, несанкционированным подключением, а также выбросы от добычи, производства и транспортировки топлива до энергоисточника.

Выбросы, связанные с потерями электроэнергии в сетях при транспортировке и распределении, учитываются организациями-потребителями в выбросах Охвата 3.

²¹⁶ GHG Protocol Scope 2 Guidance (CHAPTER 6 Calculating Emissions). An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard. https://ghgprotocol.org/scope_2_guidance

²¹⁷ Так как целью настоящей работы является исследования методов количественного определения косвенных энергетических выбросов ПГ, связанных с электроэнергией, то далее приводится информация, касающаяся только электроэнергии.

Электросетевые организации должны считать выбросы, связанные с потерями электроэнергии в сетях, и относить их к выбросам Охвата 2²¹⁸ (см. Рис.2.1).

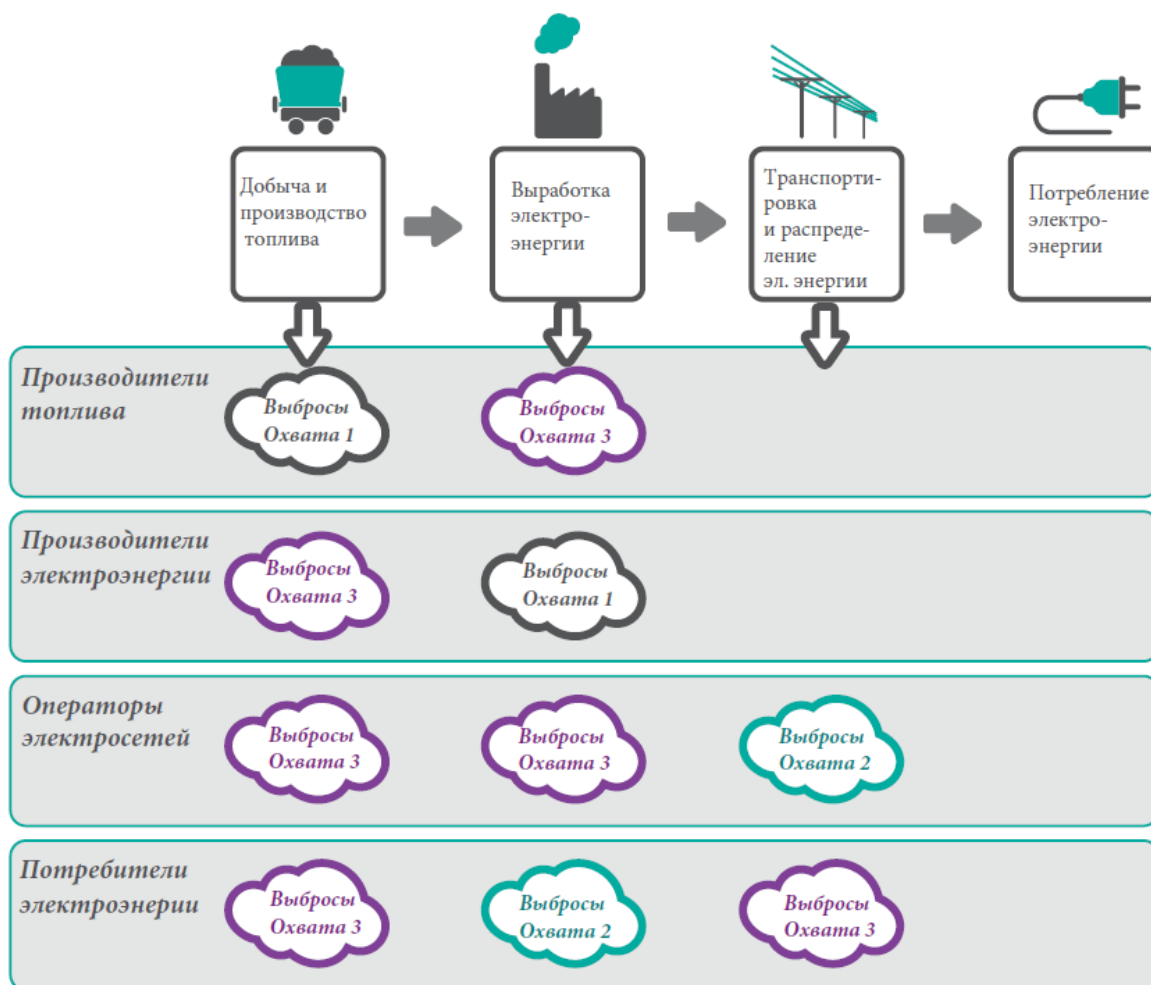


Рис. 2.1. Учет выбросов ПГ по цепочке поставки электроэнергии

В зависимости от вида используемого коэффициента выбросов различают два метода расчета: региональный и рыночный.

Если энергопотребляющие объекты организации находятся в регионе, где потребители электроэнергии могут получить сведения о выбросах ПГ, связанных с производством приобретаемой электроэнергии, из сертификатов или договоров, то организация должна выполнять расчет выбросов Охвата 2 по двум методам: региональному и рыночному. Алгоритм принятия организацией решения о количестве применяемых методов расчета выбросов Охвата 2 представлен на Рис. 2.2.

²¹⁸ A Corporate Accounting and Reporting Standard, <https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/ghg-protocol-revised.pdf> page 27.
GHG Protocol Scope 2 Guidance
https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/Scope%202%20Guidance_Final_Sept26.pdf page 97

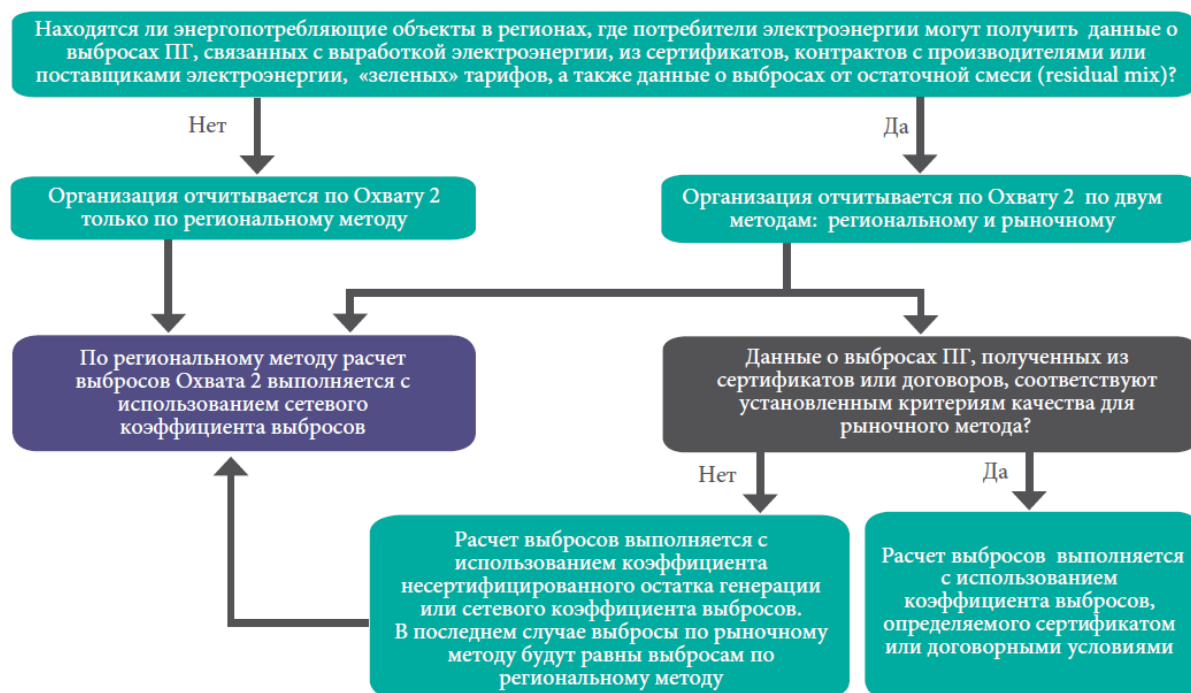


Рис. 2.2. Алгоритм принятия решения о применении методов расчета выбросов Охвата 2

Региональный метод

В соответствии с региональным методом для расчета выбросов ПГ используются сетевые коэффициенты выбросов ПГ для местных, субнациональных или национальных сетей.

Наиболее подходящими пространственными границами для сетевых коэффициентов выбросов являются те, которые соответствуют регионам распределения и использования электроэнергии, таким как региональные зоны балансировки²¹⁹.

При расчете регионального сетевого коэффициента все данные о производстве электроэнергии и выбросах в пределах этих границ должны быть агрегированы, а также должны быть учтены импорт и экспорт электроэнергии и связанные с ними выбросы.

Для национального сетевого коэффициента импорт и экспорт допустимо не учитывать.

Сетевые коэффициенты выбросов по сети отличаются от предельных коэффициентов выбросов (Marginal Emission Factor, MEF). Сетевые коэффициенты выбросов представляют все выбросы от производства энергии, происходящие в определенном географическом регионе, и, таким образом, лучше всего отражают цель применения регионального метода.

Предельные коэффициенты выбросов представляют выбросы только от тех электростанций, которые реагируют на изменение спроса на сетевую электроэнергию. Предельные коэффициенты выбросов рекомендуется использовать для количественной оценки предотвращенных выбросов. Организации не должны использовать предельные

²¹⁹ Зона **балансировки** — это совокупность объектов генерации, передачи и потребления электроэнергии в пределах выделенного сегмента энергосистемы.

коэффициенты выбросов, разработанные, например в рамках CDM²²⁰, для расчета выбросов Охвата 2.

При выборе сетевых коэффициентов выбросов приоритет следует отдавать коэффициентам для сетей наименьших масштабов (см. Рис. 2.3).

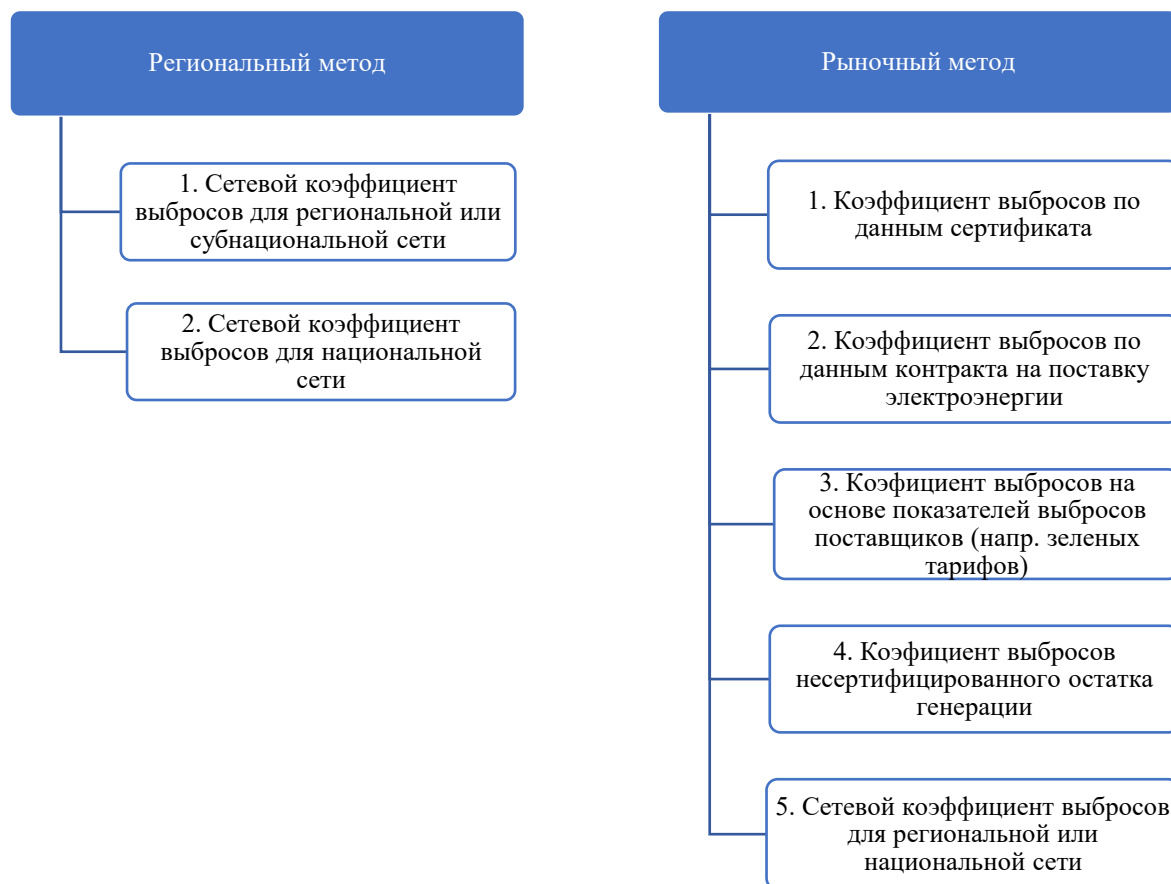


Рис. 2.3. Приоритетность применения коэффициентов косвенных энергетических выбросов

Расчет регионального сетевого коэффициента выбросов не должен содержать никаких корректировок или исключений, связанных с рыночными контрактными обязательствами поставщиков или конечных пользователей электроэнергии²²¹.

Рыночный метод

В соответствии с рыночным методом для расчета выбросов ПГ используются коэффициенты, определяемые на основе данных о выбросах, приводимых в сертификатах или контрактах с производителями или поставщиками электроэнергии (рыночные коэффициенты).

Все договорные инструменты (обязательства по поставкам электроэнергии), используемые в рыночном методе расчета выбросов Охвата 2, должны удовлетворять определенным критериям качества, а именно:

²²⁰ Механизм чистого развития (Clean Development Mechanism, CDM) — механизм, определенный в Киотском протоколе, предусматривающий проекты по сокращению выбросов парниковых газов.

²²¹ GHG Protocol Scope 2 Guidance

https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/Scope%202%20Guidance_Final_Sept26.pdf Стр. 53.

1. Включают коэффициент выбросов ПГ для произведенной электроэнергии;
2. Обеспечивают отсутствие дублирования переданного по договорным инструментам количества электроэнергии;
3. Являются отслеживаемыми на всем жизненном цикле договорных инструментов;
4. Выпускаются и погашаются как можно ближе к временному периоду энергопотребления;
5. Относятся к тому же рынку, на котором расположены энергопотребляющие объекты отчитывающейся организации.

Если договорные инструменты отсутствуют или не удовлетворяют критериям качества, то для расчета используются коэффициенты выбросов несертифицированного остатка генерации.

Если коэффициент несертифицированного остатка генерации недоступен, то организация может использовать региональный или национальный сетевой коэффициент выбросов. При этом организация должна документально подтвердить, что коэффициент несертифицированного остатка генерации недоступен.

Приоритетность применения коэффициентов для рыночного метода представлена в порядке убывания на Рис. 2.3.

Примеры расчета косвенных энергетических выбросов региональным и рыночным методами представлены в Табл. 2.1 и Табл. 2.2.

Таблица 2.1. Расчет косвенных энергетических выбросов региональным методом.

Данные о деятельности за отчетный период		Сетевые коэффициенты выбросов				Результаты расчета выбросов			
Страна расположения объекта	Количество потребленной энергии со стороны, МВт·ч	CO ₂ , т/МВт·ч	CH ₄ , т/МВт·ч	N ₂ O, т/МВт·ч	Источник данных	CO ₂ , т	CH ₄ , т	N ₂ O, т	т CO ₂ -экв*
Великобритания	2 500	0,19121	3,2×10 ⁻⁵	4,6×10 ⁻⁶	UK Government (DBEIS& DEFRA)	478	0,080	0,012	484

* - При переводе в т CO₂-экв использовались потенциалы глобального потепления (ПГП) из 4-го оценочного доклада МГЭИК (ПГП_{CH4}=25, ПГП_{N2O}=298)

Таблица 2.2. Расчет косвенных энергетических выбросов рыночным методом.

Данные о деятельности за отчетный период			Коэффициент несертифицированного остатка генерации		Результаты расчета выбросов, т CO ₂ -экв
Страна расположения объекта	Количество потребленной энергии со стороны, МВт·ч	Условия покупки электроэнергии	CO ₂ , т CO ₂ -экв/МВт·ч	Источник данных	
Великобритания	500	Покупка с гарантиями происхождения (GO)	0	Гарантия происхождения (GO)	0
	2 000	Договор общего характера	0,316	AIB (коэффициент несертифицированного остатка генерации)	632
Всего:	2 500	-	-	-	632

2.2. Стандарт ISO 14064-1:2018

В соответствии со стандартом ISO 14064-1:2018²²² категория косвенных выбросов ПГ от импортируемой электроэнергии²²³ включает выбросы ПГ от сжигания топлива с целью получения различных видов энергии (электроэнергии, тепловой энергии, холода, сжатого воздуха).

В данную категорию не должны включаться выбросы вверх по цепочке поставок (в границах «от истоков до ворот»), связанные с добычей и транспортировкой топлива, строительством электростанции, а также выбросы, связанные с потерями электроэнергии при транспортировке и распределении.

Выбросы от потребленной со стороны электроэнергии должны быть количественно определены региональным методом с использованием сетевого коэффициента выбросов.

Сетевые коэффициенты выбросов должны относиться к отчетному году или (при отсутствии данных) к последнему году, для которого имеются сведения по коэффициенту.

Если организация использует коэффициенты выбросов, которые дополнительно учитывают другие косвенные выбросы (например, выбросы, связанные с потерями при передаче и распределении энергии, добычей и транспортировкой топлива, изготовлением энергогенерирующего оборудования и др.), то в этом случае факт учета других косвенных выбросов документируется, а полученные результаты указываются в отчете отдельно.

При использовании договорных инструментов при закупке электроэнергии у конкретных производителей энергии организация может использовать рыночный метод при условии, что договорные инструменты соответствуют критериям качества, аналогичным критериям Протокола по парниковым газам, а именно:

1. Включают коэффициент выбросов ПГ для произведенной электроэнергии;
2. Обеспечивают отсутствие дублирования переданного по договорным инструментам количества электроэнергии;
3. Являются отслеживаемыми на всем жизненном цикле договорных инструментов;
4. Выпускаются и погашаются как можно ближе к временному периоду энергопотребления;
5. Относятся к тому же рынку, на котором расположены энергопотребляющие объекты отчитывающейся организации.

²²² ISO 14064-1:2018 Газы парниковые -Часть 1: Требования и руководство по количественному определению и отчетности о выбросах и поглощении парниковых газов на уровне организации. <https://www.iso.org/ru/standard/66453.html>

В России с 01.01.2022 действует национальный стандарт ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021, идентичный международному стандарту ISO 14064-1:2018

²²³ В обновленном стандарте ISO14064-1:2018, выпущенном взамен ISO 14064-1:2006, категория *Косвенные энергетические выбросы* заменена на *Косвенные выбросы от импортированной энергии*.

2.3. Сравнительный анализ требований Протокола по парниковым газам и стандарта ISO 14064-1:2018

В соответствии с Протоколом по парниковым газам и стандартом ISO 14064-1:2018 организации должны выполнять количественную оценку выбросов ПГ, связанных с потреблением электроэнергии со стороны, с использованием сетевого коэффициента, который должен учитывать выбросы от сжигания топлива для выработки потребленной со стороны электроэнергии и не включать выбросы, связанные с потерями электроэнергии при ее транспортировке и распределении, несанкционированными подключениями, добычей и транспортировкой топлива до электростанции, строительством электростанции.

В Протоколе по парниковым газам указывается, что для расчета выбросов Охвата 2 может использоваться один сетевой коэффициент, учитывающий выбросы только диоксида углерода (CO_2), или несколько сетевых коэффициентов, учитывающих выбросы диоксида углерода (CO_2), метана (CH_4) и закиси азота (N_2O). Жестких требований к количеству учитываемых газов при определении выбросов Охвата 2 в Протоколе по парниковым газам нет. В стандарте ISO 14064-1:2018 также нет требований по количеству учитываемых газов.

Оба стандарта предусматривают использование двух методов расчета выбросов: регионального и рыночного. Однако Протокол по парниковым газам предписывает в обязательном порядке выполнять расчеты по двум методам, если в регионе, где находится потребитель электроэнергии, существует возможность использовать договорные инструменты, в то время как стандарт ISO 14064-1:2018 в обязательном порядке предписывает выполнять расчет по региональному методу, а дополнительный расчет по рыночному методу оставляет на усмотрение отчитывающейся организации.

Протокол по парниковым газам при расчете регионального сетевого коэффициента предписывает учитывать импорт и экспорт электроэнергии через границы региона. В стандарте ISO 14064-1:2018 на этот счет никаких требований не содержится.

Протокол по парниковым газам и стандарт ISO 14064-1:2018 не являются методическими указаниями для расчета выбросов Охвата 2 и сетевых коэффициентов выбросов, в них не содержится ни одной формулы в явном виде. В указанных стандартах описываются основные методические подходы и факторы, которые надо учитывать или исключать при расчете выбросов или коэффициентов выбросов косвенных энергетических выбросов.

3. АНАЛИЗ МЕЖДУНАРОДНЫХ МЕТОДИК РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТОВ КОСВЕННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ВЫБРОСОВ

3.1. Методика Международного энергетического агентства

Методика расчета коэффициентов выбросов парниковых газов на страновом уровне, используемая Международным энергетическим агентством (МЭА)²²⁴, включает описание расчета нескольких коэффициентов:

1. Коэффициенты выбросов CO₂ от выработки электроэнергии;
2. Корректировочный коэффициент выбросов CO₂, учитывающий торговлю электроэнергией с соседними странами;
3. Корректировочный коэффициент выбросов CO₂, учитывающий потери электроэнергии при ее транспортировке и распределении;
4. Коэффициент выбросов CO₂ для предварительной оценки выбросов от выработки электроэнергии;
5. Коэффициент выбросов CO₂ от выработки тепловой и электрической энергии;
6. Коэффициент выбросов CO₂ от сжигания топлива для целей помимо выработки тепловой и электрической энергии.

Источниками данных для расчета коэффициентов выбросов служат:

- для стран-членов ОЭСР²²⁵ и Европейской экономической комиссии ООН – ежегодные вопросники ОЭСР, заполняемые национальными администрациями;
- для остальных стран – национальные энергетические данные, преобразованные и адаптированные к формату и методологии МЭА.

Для целей настоящего отчета интерес представляют первые четыре коэффициента.

Для расчета коэффициента выбросов CO₂ от выработки электроэнергии методика МЭА предлагает следующие формулы:

$$EF_{CO_2,gen,grid} = \frac{\sum_{i=1}^n [(FC_{TPP,el,i} + FC_{CHP,el,i} + FC_{aux,el,i}) \times EF_{CO_2,i}]}{EL_{gen,total}}, \quad (3.1)$$

$$EF_{CO_2,gen,fossil} = \frac{\sum_{i=1}^n [(FC_{TPP,el,i} + FC_{CHP,el,i} + FC_{aux,el,i}) \times EF_{CO_2,i}]}{EL_{gen,fossil}}, \quad (3.2)$$

где $EF_{CO_2,gen,grid}$ – сетевой коэффициент выбросов, г CO₂/кВт·ч;

$EF_{CO_2,gen,fossil}$ – коэффициент выбросов CO₂ от выработки электроэнергии, г CO₂/кВт·ч;

$FC_{TPP,el,i}$ – потребление топлива вида i для выработки отпускаемой электроэнергии на электростанциях, вырабатывающих только электроэнергию, ГДж;

²²⁴ https://iea.blob.core.windows.net/assets/24422203-de22-4fe6-8d54-f51911addb8b/CO2KWH_Methodology.pdf

²²⁵ Организация экономического развития и сотрудничества (ОЭСР). Создана в 1948 для координации проектов экономической реконструкции Европы. По состоянию на май 2021 года в организацию входило 38 государств, большинство государств — члены ЕС.

$FC_{CHP,el,i}$ – потребление топлива вида i для выработки отпускаемой электроэнергии на теплоэлектроцентралях (ТЭЦ), вырабатывающих тепловую и электрическую энергию, ГДж;

$FC_{aux,el,i}$ – потребление топлива вида i на собственные нужды станций²²⁶, связанные с выработкой электроэнергии, ГДж;

$EF_{CO_2,i}$ – коэффициент выбросов CO_2 от стационарного сжигания топлива вида i . Принимается в соответствии с Руководящими принципами МГЭИК 2006²²⁷, г CO_2 /ГДж.

$EL_{gen,total}$ – общее количество электроэнергии, выработанной на электростанциях, использующих как ископаемое топливо, так и не ископаемых источники энергии (атомная энергия, гидроэнергия, солнечная, геотермальная, ветровая и т.д.), кВт·ч;

$EL_{gen,fossil}$ – количество электроэнергии, выработанной на электростанциях, сжигающих ископаемое топливо, кВт·ч.

$$FC_{CHP,el,i} = FC_{CHP,i} - \frac{HS_{CHP}}{\eta_{heat}}, \quad (3.3)$$

где $FC_{CHP,i}$ – потребление топлива вида i для выработки тепловой энергии и электроэнергии на ТЭЦ, ГДж;

HS_{CHP} – отпуск тепловой энергии от ТЭЦ, ГДж;

η_{heat} – КПД выработки тепловой энергии, принимается равным 0,9 (90%), за исключением случаев, когда КПД выше 90%. В этом случае выбросы распределяются на основе принципа пропорциональности, то есть принимается условие что КПД выработки тепла и электроэнергии равны:

$$FC_{CHP,el,i} = FC_{CHP,i} \times \frac{ES_{CHP}}{ES_{CHP} + HS_{CHP}} \quad (3.4)$$

$$FC_{aux,el} = FC_{aux} \times \frac{ES_{total}}{ES_{total} + HS_{total}}, \quad (3.5)$$

где FC_{aux} – потребление топлива вида i для собственных нужд станций, ГДж;

ES_{total} – общий отпуск электроэнергии со станций, ГДж;

HS_{total} – общий отпуск тепловой энергии со станций, ГДж.

Расчет корректировочного коэффициента выбросов CO_2 , учитывающего торговлю электроэнергией с соседними странами (импорт и экспорт) выполняется по формуле:

²²⁶ В данном случае под *станциями* понимаются как электростанции, вырабатывающие только электроэнергию, так и теплоэлектроцентрали.

²²⁷ https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/russian/pdf/2_Volume2/V2_2_Ch2_Stationary_Combustion.pdf

$$EF_{CO_2,trade} = \frac{E_{CO_2,gen,total} + E_{CO_2,imp} - E_{CO_2,exp}}{EL_{gen,total} + EL_{imp} - EL_{exp}} \times 10^6 - EF_{CO_2,gen,average} , \quad (3.6)$$

где EF_{trade,CO_2} – коэффициент выбросов CO_2 , учитывающий торговлю электроэнергией с другими странами, г $CO_2/кВт\cdotч$;

$E_{CO_2,gen,total}$ – общее количество выбросов CO_2 от выработки электроэнергии, т CO_2 ;

$E_{CO_2,imp}$ – количество выбросов CO_2 , связанных с импортируемой электроэнергией, т CO_2 ;

$E_{CO_2,exp}$ – количество выбросов CO_2 , связанных с экспортируемой электроэнергией, т CO_2 ;

$EL_{gen,total}$ – общее количество выработанной электроэнергии, кВт·ч;

$EL_{imp,j}$ – количество электроэнергии, импортируемой из других стран, кВт·ч;

EL_{exp} – количество экспортируемой электроэнергии, кВт·ч;

$EF_{CO_2,gen,average}$ – средний коэффициент выбросов CO_2 , г $CO_2/кВт\cdotч$.

$$E_{CO_2,gen,total} = EL_{gen,total} \times EF_{CO_2,gen,average} \times 10^{-6}, \quad (3.7)$$

$$E_{CO_2,imp} = \sum_{j=1}^m (EL_{imp,j} \times EF_{CO_2,j} \times 10^{-6}), \quad (3.8)$$

$$E_{CO_2,exp} = EL_{exp} \times \frac{E_{CO_2,gen,total} + E_{imp}}{EL_{gen,total} + EL_{imp}} \times 10^{-6}, \quad (3.9)$$

где $EF_{CO_2,j}$ – коэффициент выбросов CO_2 для электроэнергии, импортируемой из страны j , г $CO_2/кВт\cdotч$.

Корректировочный коэффициент выбросов CO_2 , учитывающий потери электроэнергии при ее транспортировке и распределении по сетям, рассчитывается по формуле:

$$EF_{CO_2,losses} = EF_{CO_2,gen,average} \times F_{losses} , \quad (3.10)$$

где $EF_{CO_2,losses}$ – корректировочный коэффициент, учитывающий выбросы CO_2 , связанные с потерями электроэнергии при ее транспортировке и распределении по сетям, г $CO_2/кВт\cdotч$;

F_{losses} – коэффициент сетевых потерь.

$$F_{losses} = \frac{EL_{losses}}{EL_{gen,gross} - EL_{aux} + EL_{import}} , \quad (3.11)$$

где EL_{losses} – количество потерь электроэнергии при ее транспортировке и распределении по сетям, кВт·ч;

$EL_{gen,gross}$ – валовая выработка электроэнергии, кВт·ч;

EL_{aux} – количество электроэнергии, использованной на собственные нужды станций, кВт·ч;

EL_{import} – количество электроэнергии, импортированной из других стран, кВт·ч;

Коэффициент выбросов CO₂ для предварительной оценки выбросов за отчетный год Y, рассчитывается по формуле:

$$EF_{CO_2,provisional,Y} = \frac{\sum_i^n (EF_{CO_2,i,Y-1} \times EL_{i,Y})}{EL_{gen,total,Y}}, \quad (3.12)$$

где $EF_{CO_2,provisional,Y}$ – коэффициент выбросов CO₂ для предварительной оценки выбросов за отчетный год Y, г CO₂/кВт·ч;

$EF_{CO_2,i,Y-1}$ – коэффициент выбросов CO₂ от сжигания топлива вида i для выработки электроэнергии в отчетном году Y-1, г CO₂/кВт·ч;

$EL_{i,Y}$ – количество электроэнергии, выработанной за счет сжигания топлива вида i в отчетном году Y, кВт·ч;

$EL_{gen,total,Y}$ – общее количество выработанной электроэнергии в отчетном году Y, кВт·ч.

Комментарий от авторов отчета

Коэффициент выбросов CO₂ от выработки электроэнергии, а также корректировочные коэффициенты, учитывающие импорт/экспорт электроэнергии и потери в сетях, считаются и публикуются МЭА отдельно. Предполагается, что пользователи самостоятельно определяют порядок их использования в зависимости от целей расчета выбросов.

Формула для определения коэффициента для предварительной оценки выбросов применима для случая, когда необходимо оценить выбросы за текущий период времени (час, месяц, год) при наличии фактических данных только по количеству переданной в сеть электроэнергии и отсутствии данных о виде и количестве потребленного топлива, опираясь на фактические удельные выбросы прошлого периода. Обычно это связано с тем, что данные по топливу собираются с некоторым опозданием по сравнению с данными по переданной в сеть электроэнергии. При получении фактических данных по топливу предварительная оценка выбросов может быть уточнена.

Учет потребления электрической энергии на собственные производственные нужды электростанций.

В формулах для расчета коэффициентов выбросов МЭА оперирует термином «выработка электроэнергии» (Electricity generation), не указывая какая это выработка – валовая (Gross) или чистая, то есть за вычетом собственных нужд (Net). Однако в разделе методики МЭА, где дается определение терминов, сказано что «Коэффициент выбросов представляет собой отношение общего количества выбросов от сжигания ископаемого топлива для выработки электроэнергии как на электростанциях, вырабатывающих только электроэнергию, так и на ТЭЦ, деленное на отпуск электроэнергии, произведенной от ископаемых и не ископаемых источников²²⁸». Таким образом можно сделать вывод, что расход электроэнергии на собственные нужды станций учитывается (путем вычитания из валовой выработки), и в формулах используется чистая выработка (нетто-выработка).

Учет выработки электрической энергии от электростанций, находящихся в собственности потребителей электрической энергии и работающих на покрытие

²²⁸ https://iea.blob.core.windows.net/assets/24422203-de22-4fe6-8d54-f51911addb8b/CO2KWH_Methodology.pdf (стр. 7)

нагрузки таких потребителей, без выдачи электрической энергии во внешнюю электрическую сеть.

В Методике учитывается выработка электроэнергии как на электростанциях энергетической отрасли, так и на электростанциях, находящихся в собственности предприятий и работающих на покрытие собственных нужд предприятий²²⁹.

Учет парниковых газов, помимо двуокиси углерода (CO₂), образующихся при сжигании топлива – метана (CH₄) и закиси азота (N₂O), других видов парниковых газов.

Все расчетные формулы в методике МЭА приведены для CO₂. Для расчета выбросов CH₄ и N₂O предлагается использовать аналогичные формулы с использованием Руководства МГЭИК 2006 (для определения коэффициентов выбросов от сжигания топлива) и потенциалов глобального потепления для 100-летнего периода из 4-го оценочного доклада МГЭИК.

Учет потерь электрической энергии в электрических сетях.

Учитывается отдельным корректировочным коэффициентом.

Учета экспорта / импорта электрической энергии в сопредельные государства.

Учитывается отдельным корректировочным коэффициентом.

Учет выбросов парниковых газов от низкоуглеродных источников генерации – атомных- и гидроэлектростанций.

Выбросы парниковых газов от атомных и гидроэлектростанций принимаются равными нулю.

Учет электроэнергии, поставляемой от сетевых накопителей электрической энергии, а также гидроаккумулирующих электростанций.

Учитываются все без исключения электрогенерирующие установки (включая гидроаккумулирующие электростанции)²³⁰.

Учет принципа распределения потребления топлива на выработку отдельно электрической и тепловой энергии.

В методике МЭА описывается принцип распределения потребления топлива на выработку отдельно электрической и тепловой энергии.

Анализ подходов и алгоритмов расчета объема косвенных энергетических выбросов сетевыми компаниями от покупки электрической энергии на компенсацию потерь в электрических сетях

В методике МЭА не рассматривается.

Анализ подходов, применяемых в странах референтной группы при территориальном разделении национальной энергосистемы на группы (макрорегионы, регионы, субрегионы и т. п.) в рамках применения регионального метода. Описание алгоритма определения границ для территориального разделения. Определение принципов учета перетока электроэнергии, в том числе транзитного, между отдельными выбранными группами.

²²⁹ Там же.

²³⁰ <https://unstats.un.org/unsd/energystats/methodology/documents/IRES-ru.pdf> Стр. 97.

Методика МЭА предназначена для расчета страновых коэффициентов без внутристранового территориального деления.

Анализ методов расчета несертифицированного остатка генерации (англ. residual mix) в странах референтной группы и его учета при корректировке коэффициентов выбросов и применения организациями для оценки косвенных энергетических выбросов.

Данный вопрос в методике МЭА не рассматривается.

3.2. Методика Ассоциации эмитсионных органов (AIB)

Ассоциация эмитсионных органов (Association of Issuing Bodies, AIB²³¹) - международная организация, основной деятельностью которой является разработка, использование и продвижение стандартизированной Европейской системы энергетических сертификатов (European Energy Certificate System, EECS).

Европейская система энергетических сертификатов (EECS) представляет собой финансируемую из коммерческих источников европейскую структуру для выдачи, хранения, передачи и иной обработки энергетических сертификатов в Европе.

В настоящее время в AIB входят 30 европейских стран. Каждой страной для администрирования системы гарантий происхождения электроэнергии (Guarantee of Origin, GO) назначаются ответственные органы²³² (см. Табл. 3.1).

Гарантия происхождения (GO) — энергетический сертификат, разработанный в соответствии со статьей 15 Европейской директивы 2009/28/ЕС. Гарантии происхождения (GO) являются четко определенными инструментами, подтверждающими происхождение электроэнергии, произведенной из возобновляемых источников энергии.

Таблица 3.1. Страны-участницы AIB и национальные органы по администрированию системы GO

№ п/п	Страна	Орган администрирования	Веб-сайт
1	Австрия	E-Control	www.e-control.at
2	Бельгия	Brugel CREG VREG SPW Energie Hinicio	http://www.brugel.brussels http://www.creg.be http://www.vreg.be https://energie.wallonie.be https://www.hinicio.com/
3	Босния и Герцеговина	RES Operator operatoroieiek	https://www.oieiek.ba/
4	Болгария	SEDA	seea.government.bg
5	Хорватия	HROTE	http://www.hrote.hr
6	Кипр	Transmission System Operator - Cyprus	http://www.dsm.org.cy
7	Чехия	OTE, a.s.	http://www.ote-cr.cz/en
8	Дания	Energinet	http://www.energinet.dk
9	Эстония	Elering AS	http://www.elering.ee
10	Финляндия	Finextra Oy	https://www.fingrid.fi/en/electricity-market/guarantees-of-origin/
11	Франция	EEX	http://www.eex.com
12	Германия	UBA (Umweltamt)	http://www.uba.de
13	Греция	DAPEEP SA - Operator of RES & Guarantees of Origin	http://www.dapeep.gr
14	Венгрия	MEKH - Hungarian Energy and Public Utility Regulatory Authority	http://mekh.hu/home
15	Исландия	Landsnet Icegrid	http://www.landsnet.is

²³¹ <https://www.aib-net.org/>

²³² <https://www.aib-net.org/facts/aib-member-countries-regions/aib-members>

№ п/п	Страна	Орган администрирования	Веб-сайт
16	Ирландия	SEM-O	http://www.sem-o.com
17	Италия	GSE	http://www.gse.it
18	Латвия	Augstsprieguma tīkls	http://www.ast.lv
19	Литва	Litgrid AB	http://www.litgrid.eu
20	Люксембург	ILR	http://www.ilr.lu
21	Черногория	COTEE - Montenegrin electricity market operator	http://www.cotee.me
22	Нидерланды	CertiQ	http://www.certiql.nl
23	Норвегия	Statnett	http://www.statnett.no
24	Португалия	REN	http://www.ren.pt
25	Сербия	Elektromreža Srbije	http://www.ems.rs
26	Словакия	OKTE	http://www.okte.sk
27	Словения	Slovenian Energy Agency	http://www.agen-rs.si
28	Испания	CNMC	http://www.cnmc.es
29	Швеция	Swedish Energy Agency	http://www.energimyndigheten.se
30	Швейцария	Pronovo AG	http://www.pronovo.ch

Однако, еще не вся европейская электроэнергия отслеживается с гарантиями происхождения. Расчет несертифицированного остатка генерации является ключевым инструментом для предотвращения двойного учета одного и того же количества электроэнергии от определенного источника энергии.

Несертифицированный остаток генерации (Residual Mix) представляет собой количество потребляемой электроэнергии, которая не отслеживается в явном виде, например, через Европейскую систему энергетических сертификатов (EECS). Если бы все потребление электроэнергии явно отслеживалось, необходимости в определении несертифицированного остатка генерации не было бы.

Расчет несертифицированного остатка генерации от имени AIB выполняет компания Grexel Systems Ltd.

Далее описывается методика расчета несертифицированного остатка генерации в соответствии с методическими указаниями Grexel²³³ (см. также Приложение 3).

Сбор исходных данных

Сбор исходных данных проводится в соответствии с установленными категориями источников энергии («Солнечная энергия», «Энергия ветра», «Газ» и пр.). Если данные доступны только на общем уровне ВИЭ/Атомная/Ископаемая, то следует использовать категории «Неустановленные ВИЭ» и «Неустановленные ископаемые источники энергии» (см. Табл. 3.2).

²³³ https://www.aib-net.org/sites/default/files/assets/facts/residual-mix/2019/RM%20EAM%20IB%20Calculation%20Methodology%20V1_1.pdf

Таблица 3.2. Категории источников энергии

Возобновляемые источники энергии (ВИЭ)	Ядерная энергия	Ископаемые источники энергии
Солнечная энергия		Бурый уголь
Энергия ветра		Каменный уголь
Гидро и морская энергия		Газ
Геотермальная энергия		Нефть
Неустановленные возобновляемые источники энергии (ВИЭ)		Неустановленные ископаемые источники энергии

Перечень первичных данных включает следующие сведения:

а) Чистое производство электроэнергии в стране в течение отчетного года

Исключается потребление электроэнергии на собственные нужды электростанций. Для гидроэлектростанций это означает, что следует учитывать только производство электроэнергии, относящееся к естественному притоку.

По умолчанию расход электроэнергии на привод насосов на гидроаккумулирующих станциях, должен рассматриваться как потребление и не вычитаться из производства. Это относится и к другим накопителям энергии. Однако эта практика зависит от национального регулирования, которое может потребовать иного.

В качестве источника данных используется Eurostat²³⁴

б) Потребление электроэнергии в стране в течение отчетного года

Включены потери в сети, а также потери, связанные с перекачкой воды в верхнее водохранилище на гидроаккумулирующих электростанциях (с учетом особенностей в национальном законодательстве).

В качестве источника данных используется Eurostat.

в) Чистый экспорт электроэнергии во внешние страны и импорт из них

Для внешних стран²³⁵, по которым отсутствует статистика Eurostat, берутся данные согласно МЭА²³⁶. Для каждой страны должен быть определен чистый экспорт и чистый импорт электроэнергии из всех соответствующих внешних стран. В случае, если страна имеет чистый импорт из конкретной внешней страны, то этот чистый импорт должен быть указан по источникам энергии в соответствии с производственной структурой внешней страны (или, если имеется, остаточной смесью).

Информацию о перетоках электроэнергии между страной и внутренней страной (входящей в систему AIB) собирать не требуется.

²³⁴ Eurostat. [Supply electricity monthly data](#)

²³⁵ В настоящее время список внешних стран содержит все страны, не входящие в ЕС 27. В качестве исключений Исландия, Норвегия и Швейцария не являются внешними странами. Список внутренних стран: Австрия, Бельгия, Болгария, Хорватия, Кипр, Чешская Республика, Дания, Эстония, Финляндия, Франция, Германия, Великобритания (на момент составления методологии), Греция, Венгрия, Исландия, Ирландия, Италия, Латвия, Литва, Люксембург, Мальта, Нидерланды, Норвегия, Польша, Португалия, Румыния, Словакия, Словения, Испания, Швеция и Швейцария

²³⁶ <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=RUSSIA&energy=El>

В качестве источника данных используется Eurostat, Международное энергетическое агентство²³⁷ (МЭА) и ENTSO-E²³⁸.

г) Выбросы CO₂ от производства электроэнергии на ископаемом топливе, г CO₂/кВт·ч.

Учитываются только прямые выбросы CO₂ от производства электроэнергии.

В качестве источника данных используются существующие базы данных RE-DISS II по странам и источникам энергии²³⁹. При наличии, должны использоваться более актуальные и надежные источники, например данные о выбросах, предоставляемые национальными органами по администрированию системы AIB.

д) Срок действия сертификатов EECS и других систем отслеживания (RTS²⁴⁰)

Согласно рекомендациям RE-DISS²⁴¹ крайним сроком для погашения гарантий происхождения (GO) для раскрытия информации в году X должно быть 31 марта года X+1. Это означает, что погашение GO (Cancelling GO), связанное с раскрытием информации за год X, происходит в течение периода с 01 апреля года X по 31 марта года X+1.

Для того, чтобы используемые данные соответствовали друг другу, такой же смещенный подход применяется к выпущенным (Issuance) и просроченными (Expiry) атрибутам.

В качестве источника данных используется статистика AIB и других систем отслеживания.

е) Данные систем отслеживания, основанных не на сертификатах.

Используются результаты отслеживания атрибутов электроэнергии по источникам в рассматриваемой стране за календарный год X на основе контрактов, зеленых тарифов и др. принципах.

Отслеженные атрибуты электроэнергии по системам, не основанным на сертификатах, могут рассматриваться как выпущенные и погашенные.

В качестве источника данных используется Информационный портал Германии по возобновляемым источникам энергии (Возобновляемые источники энергии в цифрах²⁴²) и другие источники.

²³⁷ <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tables?country=RUSSIA&energy=Electricity&year=2022>

²³⁸ [https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/physicalFlow/show?name=&defaultValue=true&viewType=TABLE&areaType=BORDER_BZN&atch=false&dateTime.dateTime=11.07.2022+00:00|CET|DAY&border.values=CTY|10Y1001A1001A83F!BZN_BZN|10YDOM-CZ-DE-SKK_BZN_BZN|10YPL-AREA-----S&dateTime.timezone=CET_CEST&dateTime.timezone_input=CET+\(UTC+1\)+/+CEST+\(UTC+2\)](https://transparency.entsoe.eu/transmission-domain/physicalFlow/show?name=&defaultValue=true&viewType=TABLE&areaType=BORDER_BZN&atch=false&dateTime.dateTime=11.07.2022+00:00|CET|DAY&border.values=CTY|10Y1001A1001A83F!BZN_BZN|10YDOM-CZ-DE-SKK_BZN_BZN|10YPL-AREA-----S&dateTime.timezone=CET_CEST&dateTime.timezone_input=CET+(UTC+1)+/+CEST+(UTC+2))

²³⁹ Treyer and Bauer (2013), Dong Energy A/S, Energi.dk, Vattenfall (2010), Fritsche and Rausch (2009), Bauer (2008) and GEMIS database (GEMIS, 2015), http://www.reliable-disclosure.org/upload/259-D5.2_Best_Practice_Environmental_Data.pdf

²⁴⁰ Надежные системы отслеживания (Reliable Tracking Systems (RTS)) — это явные системы отслеживания, помимо EECS-GOs, которые считаются надежными и прозрачными. Типичным примером RTS, основанных на сертификатах, являются национальные системы GO, а примером PTC, не основанных на сертификатах, являются тарифы Feed-in, когда они связаны с раскрытием информации, или в некоторых случаях отслеживание на основе контракта. Надежная система отслеживания гарантирует, что атрибут количества электроэнергии не будет заявлен к потреблению более одного раза.

²⁴¹ RE-DISS II, 2015 http://www.reliable-disclosure.org/static/media/docs/RE-DISSII_Final-Report_online.pdf

²⁴² <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/erneuerbare-energien-in-zahlen-2019.html>

1.1. Расчет внутреннего несертифицированного остатка генерации (Domestic Residual Mix)

Первым шагом расчета является определение атрибутов генерации, доступных после явного отслеживания для каждой страны. Этот пул доступных атрибутов называется внутренним несертифицированным остатком генерации (Domestic Residual Mix, DRM) и рассчитывается следующим образом (также показано на Рис. 3.1):

$$EL_{DRM} = \sum_{x=1}^n \left((EL_{gen,x} - EL_{IA,x} + EL_{EA,x} - EL_{exp,x} + \sum_{y=1}^m EL_{imp,x,y}) \right), \quad (3.13)$$

где EL_{DRM} – внутренний несертифицированный остаток генерации электроэнергии, кВт·ч.

$EL_{gen,x}$ – количество электроэнергии, выработанной на энергоисточниках категории x , кВт·ч;

$EL_{IA,x}$ – количество электроэнергии от энергоисточников категории x , соответствующее выпущенным атрибутам (*Issued Attributes*), кВт·ч;

$EL_{EA,x}$ – количество электроэнергии от энергоисточников категории x , соответствующее просроченным атрибутам (*Expired Attributes*), кВт·ч;

$EL_{exp,x}$ – количество экспортируемой электроэнергии от энергоисточников категории x , кВт·ч;

$EL_{imp,x,y}$ – количество импортируемой электроэнергии от энергоисточников категории x из страны k , кВт·ч.

Далее определяются выбросы CO_2 для внутреннего несертифицированного остатка генерации:

$$E_{CO2,DRM} = \sum_{x=1}^n \left[(EL_{gen,x} - EL_{IA,x} + EL_{EA,x} - EL_{exp,x}) \times EF_{CO2,x} + \sum_{y=1}^m (EL_{imp,x,y} \times EF_{CO2,x,y}) \right], \quad (3.14)$$

где $E_{CO2,DRM}$ – выбросы CO_2 для внутреннего несертифицированного остатка генерации, г CO_2 ;

$EF_{CO2,x}$ – коэффициент выбросов CO_2 от энергоисточников категории x , г CO_2 /кВт·ч;

$EF_{CO2,x,y}$ – коэффициент выбросов CO_2 от энергоисточников категории x страны y , г CO_2 /кВт·ч. Если коэффициент выбросов страны k неизвестен, то используется коэффициент страны, для которой производится расчет.

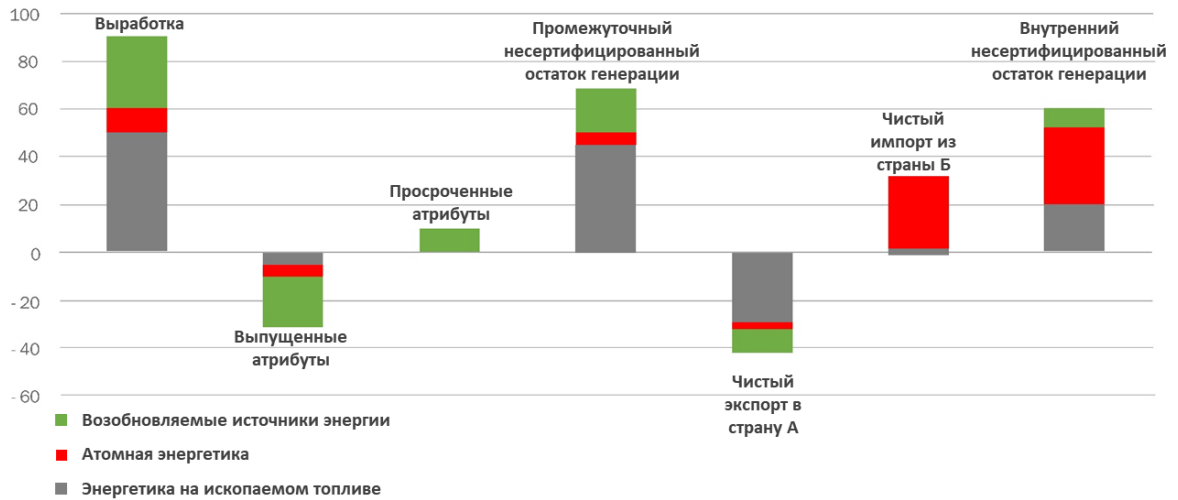


Рис. 3.1. Определение внутреннего несертифицированного остатка генерации.

Расчет коэффициента выбросов CO_2 для внутреннего несертифицированного остатка генерации выполняется по формуле:

$$EF_{\text{CO}_2, \text{DRM}} = \frac{E_{\text{CO}_2, \text{DRM}}}{EL_{\text{DRM}}}, \quad (3.15)$$

где $EF_{\text{CO}_2, \text{DRM}}$ - коэффициент выбросов CO_2 для внутреннего несертифицированного остатка генерации электроэнергии (Domestic Residual Mix), г $\text{CO}_2/\text{кВт}\cdot\text{ч}$;

$E_{\text{CO}_2, \text{DRM}}$ - выбросы CO_2 для внутреннего несертифицированного остатка генерации, г CO_2 ;

EL_{DRM} - внутренний несертифицированный остаток генерации электроэнергии, кВт·ч.

1.3. Расчет Европейской атрибутивной смеси и конечного несертифицированного остатка генерации

На следующем этапе вычислений внутренний несертифицированный остаток генерации сравнивается с количеством электроэнергии, источники выработки которой не были отслежены, например, с помощью гарантий происхождения (GO).

Количество электроэнергии, источники выработки которой не были отслежены, определяется по формуле (см. также Рис. 3.2):

$$EL_{\text{cons}, \text{untracked}} = EL_{\text{cons}, \text{total}} - \sum_{x=1}^n EL_{\text{CA}, x}, \quad (3.16)$$

где $EL_{\text{cons}, \text{untracked}}$ - количество потребленной электроэнергии, источники выработки которой не были отслежены (*Untracked Consumption*), кВт·ч;

$EL_{\text{cons}, \text{total}}$ - общее количество потребленной электроэнергии в стране, кВт·ч;

$EL_{\text{CA}, x}$ - количество электроэнергии от энергоисточников категории x , соответствующее погашенным атрибутам (*Cancelled attributes*), кВт·ч.

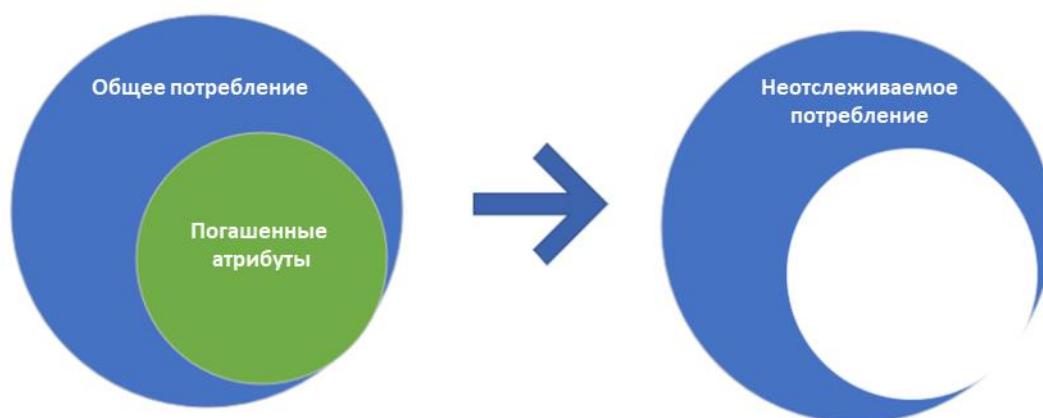


Рис. 3.2. Определение неотслеживаемого остатка структуре потребления электроэнергии

Разница между внутренним несертифицированным остатком генерации и количеством электроэнергии, источники выработки которой не были отслежены, показывает профицит (избыток) или дефицит электроэнергии в стране.

В данном случае под понятиями **профицитной и дефицитной энергии** понимается количество электроэнергии, которое было, соответственно, **экспортировано или импортировано** без возможности отслеживания ее происхождения.

Страны с профицитом электроэнергии

В случае, если в стране имеется профицит электроэнергии ($EL_{DRM} - EC_{untracked} > 0$), то избыток передается в Европейскую атрибутивную смесь» (European Attribute Mix, EAM). При этом атрибуты передаваемой электроэнергии соответствуют долям энергоисточников во внутреннем несертифицированном остатке генерации и количеству профицитной электроэнергии (см. Рис. 3.3).

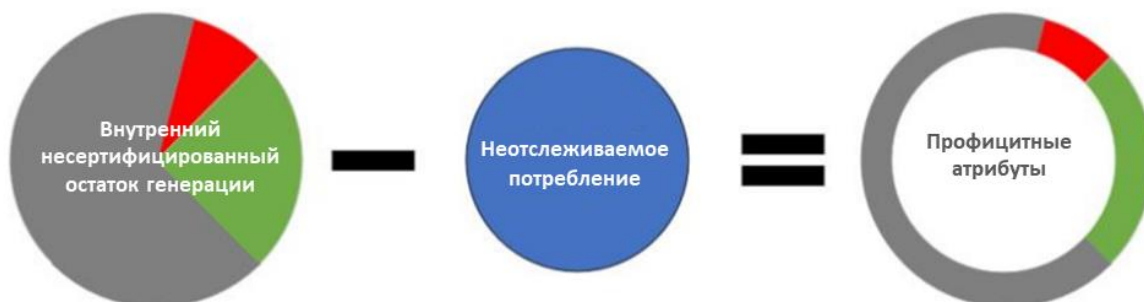


Рис. 3.3. Определение количества профицитной электроэнергии

Сумма атрибутов, поступающих от профицитных стран, формируют Европейскую атрибутивную смесь (см. Рис. 3.4).

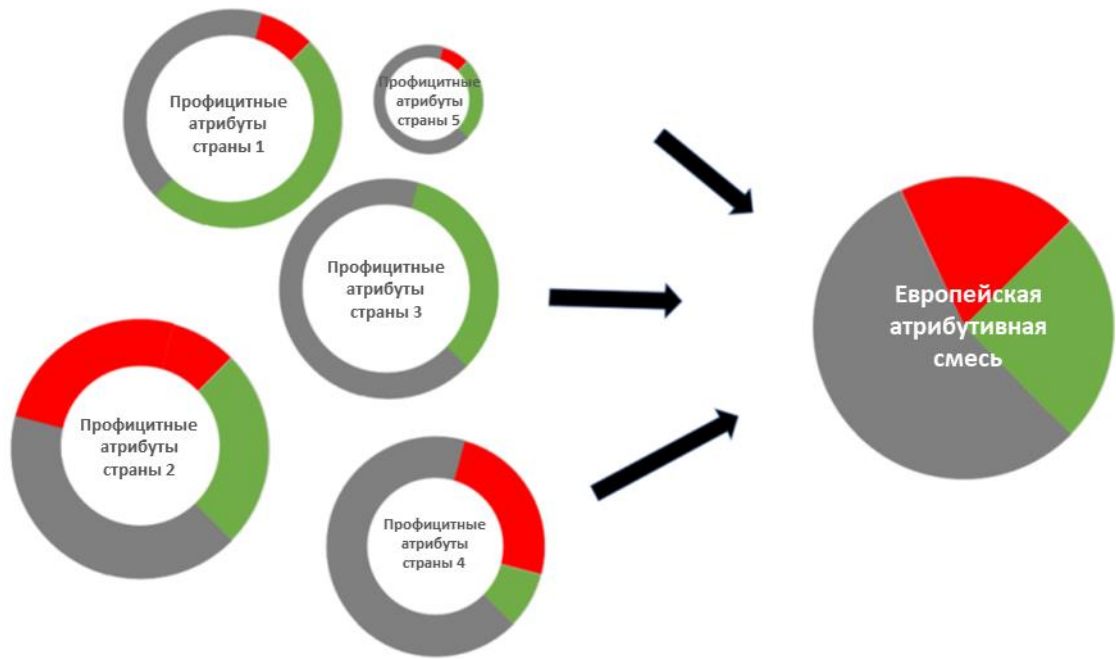


Рис. 3.4. Схема формирования Европейской атрибутивной смеси

Вклад электроэнергии от энергоисточника категории x страны y в Европейскую атрибутивную смесь определяется по формуле:

$$EL_{to\ EAM,x,y} = (EL_{DRM,y} - EL_{cons,untracked,y}) \times S_{DRM,x,y} \quad (3.17)$$

где $EL_{to\ EAM,x,y}$ – количество электроэнергии от энергоисточника категории x страны y , переданной в Европейскую атрибутивную смесь, кВт·ч;

$EL_{DRM,y}$ – внутренний несертифицированный остаток генерации для страны y , кВт·ч;

$EL_{cons,untracked,y}$ – количество потребленной электроэнергии, источники выработки которой не были отслежены, кВт·ч;

$S_{DRM,x,y}$ – доля электроэнергии от энергоисточника категории x во внутреннем несертифицированном остатке генерации страны y ;

Количество электроэнергии от энергоисточника категории x в Европейской атрибутивной смеси определяется по формуле, кВт·ч:

$$EL_{EAM,x} = \sum_{y=1}^m EL_{to\ EAM,x,y} \quad (3.18)$$

Общее количество электроэнергии в Европейской атрибутивной смеси определяется по формуле, кВт·ч:

$$EL_{EAM} = \sum_{x=1}^n EL_{EAM,x} \quad (3.19)$$

Доля электроэнергии от энергоисточника категории x в Европейской атрибутивной смеси определяется по формуле:

$$S_{EAM,x} = \frac{EL_{EAM,x}}{EL_{EAM}}. \quad (3.20)$$

Конечный несертифицированный остаток генерации (*Final Residual Mix*) для стран с профицитом определяется по формуле:

$$EL_{FRM,y} = \sum_{x=1}^n (EL_{DRM,x,y} - EL_{to EAM,x,y}) \quad (3.21)$$

где $EL_{FRM,y}$ – конечный несертифицированный остаток генерации страны y , кВт·ч;

$EL_{DRM,x,y}$ – внутренний несертифицированный остаток генерации электроэнергии на энергоисточнике категории x страны y , кВт·ч;

$EL_{to EAM,x,y}$ – количество электроэнергии от энергоисточника категории x страны y , переданной в Европейскую атрибутивную смесь, кВт·ч.

Для стран с профицитом передача избытка электроэнергии в Европейскую атрибутивную смесь влияет только на величину несертифицированного остатка генерации, но не на структуру энергоисточников. В соответствии с этим коэффициент выбросов CO_2 для несертифицированного остатка генерации (*Final Residual Mix*) для стран с профицитом будет численно равен коэффициенту выбросов CO_2 для внутреннего остатка генерации (*Domestic Residual Mix*):

$$EF_{CO_2,FRM,y} = EF_{CO_2,DRM,y} \quad (3.22)$$

где $EF_{CO_2,FRM,y}$ – коэффициент выбросов CO_2 для конечного несертифицированного остатка генерации (*Final Residual Mix*) для страны y , г CO_2 /кВт·ч;

$EF_{CO_2,DRM,y}$ – коэффициент выбросов CO_2 для внутреннего несертифицированного остатка генерации (*Domestic Residual Mix*) для страны y , г CO_2 /кВт·ч.

Страны с дефицитом электроэнергии

В случае, если количество внутреннего несертифицированного остатка генерации меньше количеством электроэнергии, источники выработки которой не были отслежены ($EL_{DRM} - EC_{untracked} < 0$), то страна имеет дефицит электроэнергии (см. Рис. 3.5), который восполняется импортом необходимого количества электроэнергии из Европейской атрибутивной смеси. При этом для импортированной электроэнергии применяется структура Европейской атрибутивной смеси (см. Рис. 3.6).

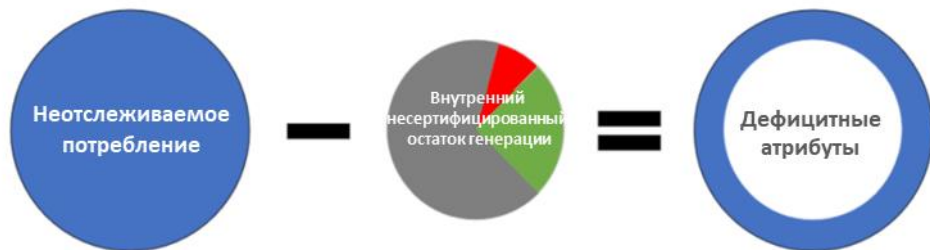


Рис. 3.5. Определение количество дефицитного количества энергии (дефицитных атрибутов)



Рис. 3.6. Восполнение дефицитной энергии из Европейской атрибутивной смеси

Потребление страной y электроэнергии от энергоисточника категории x из Европейской атрибутивной смеси определяется по формуле:

$$EL_{from\ EAM,x,y} = (EL_{cons,untracked,y} - EL_{DRM,y}) \times S_{EAM,x} \quad (3.23)$$

где $EL_{from\ EAM,y}$ – количество электроэнергии от энергоисточника категории x , полученной страной y из Европейской атрибутивной смеси, кВт·ч;

$S_{EAM,x,y}$ – доля электроэнергии от энергоисточника категории x во в Европейской атрибутивной смеси.

Конечный несертифицированный остаток генерации электроэнергии на энергоисточнике категории x страны y с дефицитом электроэнергии определяется по формуле (см. также Рис. 3.7):

$$EL_{FRM,x,y} = EL_{DRM,x,y} + EL_{from\ EAM,x,y} \quad (3.24)$$

где $EL_{FRM,x,y}$ – конечный несертифицированный остаток генерации электроэнергии на энергоисточнике категории x страны y , кВт·ч;

$EL_{DRM,x,y}$ – внутренний несертифицированный остаток генерации электроэнергии на энергоисточнике категории x страны y , кВт·ч.

Конечный несертифицированный остаток генерации страны y определяется по формуле, кВт·ч:

$$EL_{FRM,y} = \sum_{x=1}^n EL_{FRM,x,y} \quad (3.25)$$



Рис. 3.7. Определение конечного несертифицированного остатка генерации для стран с дефицитом электроэнергии.

Доля электроэнергии от энергоисточника категории x в конечном несертифицированном остатке генерации страны с дефицитом электроэнергии определяется по формуле:

$$S_{FRM,x,y} = \frac{EL_{FRM,x,y}}{EL_{FRM,y}}, \quad (3.26)$$

Коэффициент выбросов CO_2 для Европейской атрибутивной смеси определяется по формуле, г $CO_2/кВт\cdot ч$:

$$EF_{EAM,CO_2} = \frac{\sum_{y=1}^m (EL_{to EAM,y} \times EF_{DRM,y})}{EL_{EAM}}. \quad (3.27)$$

Коэффициент выбросов CO_2 для конечного несертифицированного остатка генерации для страны y с дефицитом электроэнергии определяется по формуле, г $CO_2/кВт\cdot ч$:

$$EF_{FRM,CO_2,y} = \frac{EL_{from EAM,y} \times EF_{EAM,CO_2} + EL_{DRM,y}}{EL_{FRM,y}}. \quad (3.28)$$

Выбросы CO_2 для конечного несертифицированного остатка генерации как для стран с профицитом электроэнергии, так и с дефицитом, определяются по формуле, г CO_2 :

$$E_{FRM,CO_2,y} = EL_{FRM,y} \times EF_{FRM,CO_2,y}, \quad (3.29)$$

Коэффициент выбросов CO_2 для конечного несертифицированного остатка генерации (Final Residual Mix) является тем коэффициентом, который официально публикуется на национальных уровнях и на уровне AIB для расчета выбросов Охвата 2 по рыночному методу.

Общее количество поставляемой электроэнергии (Total Supplier Mix)

Общее количество поставляемой в стране электроэнергии (Total supplier mix, TSM) включает количество раскрытых атрибутов, как явно отслеживаемых, так и раскрываемых с использованием конечного несертифицируемого остатка генерации (Final Residual Mix):

$$EL_{TSM,y} = \sum_{x=1}^n (EL_{FRM,x,y} + EL_{CA,x,y}), \quad (3.30)$$

где $EL_{TSM,y}$ – общее количество поставляемой электроэнергии в стране y , кВт·ч;

$EL_{FRM,x,y}$ – конечный несертифицированный остаток генерации электроэнергии на энергоисточнике категории x страны y , кВт·ч;

$EL_{CA,x,y}$ – количество электроэнергии от энергоисточников категории x страны y , соответствующее погашенным атрибутам (*Cancelled attributes*), кВт·ч.

Коэффициент выбросов CO₂ для общего количества поставляемой электроэнергии, определяется по формуле:

$$EF_{TSM,CO_2,y} = \frac{E_{FRM,CO_2,y} + \sum_{x=1}^n (EL_{CA,x,y} \times EF_{CO_2,x,y})}{EL_{TSM,y}}, \quad (3.31)$$

где $EF_{TSM,CO_2,y}$ - коэффициент выбросов CO₂ для общего количества поставляемой электроэнергии, г CO₂/кВт·ч;

$E_{FRM,CO_2,y}$ – выбросы CO₂ от конечного несертифицированного остатка генерации страны y , г CO₂;

$EL_{CA,x,y}$ - количество электроэнергии от энергоисточников категории x страны y , соответствующее погашенным атрибутам (*Cancelled attributes*), кВт·ч;

$EF_{CO_2,x,y}$ – коэффициент выбросов CO₂ для электроэнергии от энергоисточника категории x страны y , г CO₂/кВт·ч;

$EL_{TSM,y}$ - общее количество потребляемой в стране y электроэнергии, кВт·ч.

3.3. Методика CDM

Методика CDM²⁴³ для расчета коэффициентов выбросов парниковых газов (ПГ) для систем электроснабжения²⁴⁴ предназначена для расчета сокращений выбросов ПГ от реализации проектов в развивающихся странах, приводящих к сокращению потребления электроэнергии из энергосетей (за счет энергосберегающих мероприятий и за счет использования ВИЭ).

Методика предусматривает расчёт нескольких коэффициентов, предназначенных для оценки влияния изменения потребления электроэнергии на количество и структуру выработки электроэнергии в стране и, соответственно, на изменение количества выбросов ПГ. Большинство коэффициентов характеризуют углеродоемкость выработки электроэнергии на тех источниках, нагрузка на которых будет снижаться в первую очередь при снижении потребности в электроэнергии. Соответственно такие коэффициенты нельзя использовать для количественной оценки выбросов Охвата 2, о чем прямо говорится в Протоколе по парниковым газам.

Однако в методике описывается метод расчета **среднего** коэффициента выбросов ПГ, который учитывает выработку, а, соответственно, и выбросы ПГ, от всех энергоисточников страны (включая низкотаратные и несущие базовую нагрузку), и для расчета количества выбросов Охвата 2 он используется несколькими странами **в качестве сетевого коэффициента выбросов**. Из стран референтной группы данных коэффициент выбросов используется в Индии и Бразилии.

Методика CDM предусматривает расчет среднего коэффициента выбросов двумя методами:

1. На основе данных о работе каждого энергоблока, поставляющего электроэнергию в сеть;
2. На основе обобщенных данных о работе всех электростанций, поставляющих электроэнергию в сеть.

Второй метод используется в том случае, если отсутствует возможность рассчитать средний коэффициент выбросов CO₂ по первому методу.

1-й метод

Расчет среднего коэффициента выбросов по первому методу производится с использованием данных по каждому энергоблоку по формуле:

$$EF_{CO_2, average} = \frac{\sum_{j=1}^m (EG_j \times EF_{CO_2, j})}{\sum_{j=1}^m EG_{net, j}}, \quad (3.32)$$

где $EF_{CO_2, average}$ – средний коэффициент выбросов CO₂, т CO₂/МВт·ч;

$EG_{net, j}$ - количество электроэнергии, произведенной и переданной в сеть (нетто-выработка) энергоблоком j , МВт·ч;

$EF_{CO_2, j}$ - коэффициент выбросов CO₂ для энергоблока j , т CO₂/МВт·ч.

²⁴³ Clean Development Mechanism (CDM) - Механизм чистого развития (МЧР), определенный в Киотском протоколе. Механизм предусматривал реализацию в развивающихся странах проектов, генерирующих Сертифицированные единицы сокращения выбросов (ССТВ) парниковых газов, которые могли быть проданы в рамках схем торговли эмиссионными квотами.

²⁴⁴ <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf>

Для расчета коэффициента выбросов для энергоблока j методикой CDM предусмотрено два способа в зависимости от наличия исходных данных.

Случай 1. Если для энергоблока j имеются данные о потреблении топлива и производстве электроэнергии, то коэффициент выбросов определяется по формуле:

$$EF_{CO_2,j} = \frac{\sum_{i=1}^n (FC_{i,j} \times NCV_i \times EF_{CO_2,i})}{EG_{net,j}} \quad (3.33)$$

где $EF_{CO_2,j}$ - коэффициент выбросов CO_2 для энергоблока j , т CO_2 /МВт·ч;

$FC_{i,j}$ - количество топлива вида i , потребленного энергоблоком j , кг (m^3);

NCV_i - низшая теплота сгорания топлива вида i , ГДж/кг (ГДж/ m^3);

$EF_{CO_2,i}$ - коэффициент выбросов CO_2 для топлива вида i , т CO_2 /ГДж;

$EG_{net,j}$ - количество электроэнергии, произведенной и переданной в сеть (нетто-выработка) энергоблоком j , МВт·ч.

Случай 2. Если для энергоблока j имеются данные только о производстве электроэнергии и используемых видах топлива (количество потребленного топлива при этом неизвестно), то средний коэффициент выбросов CO_2 определяется по формуле:

$$EF_{CO_2,j} = \frac{EF_{CO_2,i,j} \times 3,6}{\eta_j}, \quad (3.34)$$

где $EF_{CO_2,j}$ - коэффициент выбросов CO_2 для энергоблока j , т CO_2 /МВт·ч;

$EF_{CO_2,i,j}$ - коэффициент выбросов CO_2 для топлива вида i , используемого на энергоблоке j , т CO_2 /ГДж.

η_j - КПД преобразования энергии топлива в электрическую энергии для энергоблока j ;

3,6 - коэффициент перевода МВт·ч в ГДж, ГДж/МВт·ч.

2-й метод

В соответствии со вторым методом расчет среднего коэффициента выбросов CO_2 производится с использованием обобщенных данных по всем электростанциям энергосистемы:

$$EF_{CO_2,average} = \frac{\sum_{i=1}^n (FC_i \times NCV_i \times EF_{CO_2,i})}{EG_{net,total}}, \quad (3.35)$$

где $EF_{CO_2,average}$ - средний коэффициент выбросов CO_2 (т CO_2 /МВт·ч);

FC_i - количество топлива вида i , потребляемого в энергосистеме (кг, m^3);

$NCV_{i,y}$ - низшая теплота сгорания топлива вида i (ГДж/кг, ГДж/ m^3);

$EF_{CO_2,i}$ - коэффициент выбросов CO_2 для топлива вида i (т CO_2 /ГДж);

$EG_{net,total}$ - общее количество электроэнергии, выработанной и переданной в сеть (нетто-выработка) всеми электростанциями, МВт·ч.

Учет потребления электрической энергии на собственные производственные нужды электростанций.

Для расчета используется нетто-выработка электроэнергии, то есть из общего количества выработанной электроэнергии вычитается количество электроэнергии, затраченной на собственные нужды электростанций.

Учет выработки электрической энергии от электростанций, находящихся в собственности потребителей электрической энергии и работающих на покрытие нагрузки таких потребителей, без выдачи электрической энергии во внешнюю электрическую сеть.

В методике CDM учитывается электроэнергия, переданная в сеть. Таким образом, электроэнергия от электростанций, находящихся в собственности потребителей и работающие исключительно на покрытие собственных нужд, без передачи электроэнергии во внешнюю сеть, не учитывается.

Учет парниковых газов, помимо двуокиси углерода (CO₂), образующихся при сжигании топлива – метана (CH₄) и закиси азота (N₂O), других видов парниковых газов.

Учитываются выбросы только CO₂.

Учет потерь электрической энергии в электрических сетях.

Не учитываются.

Учета экспорта / импорта электрической энергии в сопредельные государства.

Согласно методике CDM, экспортируемая электроэнергия *не* вычитается из данных о выработке электроэнергии.

Для импортируемой электроэнергии коэффициент выбросов принимается равным нулю или рассчитывается по методике CDM для сети, из которой поступает электроэнергия.

Учет выбросов парниковых газов от низкоуглеродных источников генерации – атомных- и гидроэлектростанций.

Выбросы парниковых газов от атомных и гидроэлектростанций принимаются равными нулю.

Учет электроэнергии, поставляемой от сетевых накопителей электрической энергии, а также гидроаккумулирующих электростанций.

Для расчета среднего коэффициента выбросов учитываются все электрогенерирующие установки, передающие электроэнергию в сеть. Относительно сетевых накопителей и гидроаккумулирующих электростанций в методике CDM отдельные пояснения отсутствуют. Таким образом, можно сделать вывод что электроэнергия от сетевых накопителей и гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) также учитывается в общем балансе выработанной электроэнергии.

Так как в расчете используется нетто-выработка электроэнергии, то количество электроэнергии, затраченной на перекачку воды в верхнее водохранилище ГАЭС, должно вычитаться из общей выработки.

Учет принципа распределения потребления топлива на выработку отдельно электрической и тепловой энергии.

В методике CDM данный вопрос не рассматривается.

Анализ подходов и алгоритмов расчета объема косвенных энергетических выбросов сетевыми компаниями от покупки электрической энергии на компенсацию потерь в электрических сетях

В методике CDM данный вопрос не рассматривается.

Анализ подходов, применяемых в странах референтной группы при территориальном разделении национальной энергосистемы на группы (макрорегионы, регионы, субрегионы и т. п.) в рамках применения регионального метода. Описание алгоритма определения границ для территориального разделения. Определение принципов учета перетока электроэнергии, в том числе транзитного, между отдельными выбранными группами.

Методика CDM предназначена для расчета сокращений выбросов ПГ в результате реализации проектов. Соответственно для расчета сокращений выделяется сегмент энергосистемы, который затрагивается проектной деятельностью.

Анализ методов расчета несертифицированного остатка генерации (англ. residual mix) в странах референтной группы и его учета при корректировке коэффициентов выбросов и применения организациями для оценки косвенных энергетических выбросов.

В методике CDM данный вопрос не рассматривается.

4. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

По итогам анализа практики расчета сетевых коэффициентов выбросов в странах референтной группы, самостоятельно выполняющих расчет данных коэффициентов, можно сделать следующие выводы:

- Вопрос определения сетевого коэффициента выбросов ПГ для расчета косвенных энергетических выбросов решается разными странами по-разному. Нет единого подхода.
- Большинство стран (80%) определяют сетевые коэффициенты выбросов на национальном уровне, без территориального разделения.

Лишь две страны из референтной группы стран определяют сетевые коэффициенты на основе территориального разделения. Это США и Китай.

В США субрегионы выделены таким образом, чтобы уровни выбросов наиболее точно соответствовали выработке и выбросам электростанций в рамках этого региона. Всего в США выделено 27 субрегионов. Перетоки между субрегионами не учитываются.

В Китае не применяется каких-либо специальных подходов и алгоритмов для территориального разделения национальной энергосистемы в целях расчёта сетевых коэффициентов выбросов. Берется исторически сложившееся территориальное разделение на энергозоны (всего 6 энергозон) и для каждой энергозоны рассчитывается и публикуется сетевой коэффициент выбросов. При определении сетевых коэффициентов выбросов учитывается только импорт электроэнергии из сопредельных региональных энергосетей и стран. Экспорт электроэнергии не учитывается.

- Большинство стран (60%) учитывает импорт/экспорт в сопредельные государства.

- Большинство стран (88%) учитывает потребления электрической энергии на собственные производственные нужды электростанций, то есть в расчете сетевого коэффициента выбросов используется нетто-выработка электроэнергии.

- Большинство стран (89%) не учитывают потери электроэнергии при ее транспортировке и распределении по сетям, то есть потери электрической энергии в электрических сетях не вычитаются из валовой выработки.

- Немногим больше половины стран (57%) не учитывают выработку электрической энергии от электростанций, находящихся в собственности потребителей, и работающих на покрытие собственных нужд без выдачи электроэнергии в сеть.

В Великобритании учитывается только та часть электроэнергии от собственников генерации, которая поступает в энергосистему.

- Большинство стран (60%) при расчете сетевых коэффициента выбросов учитывают выбросы только CO₂.

- Все страны выбросы от атомных электростанций и гидроэлектростанций принимают равными нулю.

- Все страны электроэнергию, затраченную на перекачку воды в верхнее водохранилище гидроаккумулирующих электростанций, вычитают из валовой выработки.

- Определение коэффициентов несертифицированного остатка генерации выполняют страны Евросоюза (Германия, Франция, Италия, Латвия, Литва), а также

Норвегия и Великобритания в рамках участия в Ассоциации эмиссионных органов (AIB).

При формировании нефинансовой отчетности (например, в рамках участия в проекте CDP) организации этих стран должны рассчитывать косвенные энергетические выбросы одновременно по региональному методу (с использованием сетевых коэффициентов выбросов) и по рыночному методу (с использованием коэффициентов, указанных в сертификатах, или коэффициентов несертифицированного остатка генерации), что соответствует требованиям Протокола по парниковым газам.

- Сетевые компании расчет косвенных энергетических выбросов выполняют на основании данных о количестве электроэнергии, закупленной для компенсации потерь при ее транспортировке и распределении в сетях, и сетевых коэффициентов выбросов.

- В качестве основных источников информации при определении сетевых коэффициентов выбросов уполномоченными организациями в странах референтной группы используются данные национальных статистических служб и сетевых компаний.

Анализ Протокола по парниковым газам и стандарта ISO 14064-1:2018 показал, что оба стандарта предписывают выполнять количественную оценку косвенных энергетических выбросов с использованием сетевого коэффициента, который должен учитывать выбросы от сжигания топлива для выработки потребленной со стороны электроэнергии и не включать выбросы, связанные с потерями электроэнергии при ее транспортировке и распределении, несанкционированными подключениями, добычей и транспортировкой топлива до электростанции, строительством электростанции.

Протокол по парниковым газам и стандарт ISO 14064-1:2018 предусматривают использование двух методов расчета выбросов: регионального и рыночного. Однако Протокол по парниковым газам предписывает в обязательном порядке выполнять расчеты по двум методам, если в регионе, где находится потребитель электроэнергии, существует возможность использовать договорные инструменты, в то время как стандарт ISO 14064-1:2018 в обязательном порядке предписывает выполнять расчет по региональному методу, а дополнительный расчет по рыночному методу оставляет на усмотрение отчитывающейся организации.

Протокол по парниковым газам при расчете сетевого коэффициента предписывает учитывать импорт и экспорт электроэнергии через границы региона. В стандарте ISO 14064-1:2018 на этот счет никаких требований не содержится.

Протокол по парниковым газам указывает, что расчет сетевого коэффициента выбросов не должен содержать никаких корректировок или исключений, связанных с рыночными контрактными обязательствами поставщиков или конечных пользователей электроэнергии.

В соответствии с Протоколом по парниковым газам наиболее подходящими пространственными границами для сетевых коэффициентов выбросов являются те, которые приблизительно соответствуют регионам производства, распределения и использования электроэнергии, таким как «зоны балансировки». При этом для расчета сетевого коэффициента выбросов все данные о производстве электроэнергии и выбросах в пределах этих границ должны быть агрегированы, а также должны быть учтены импорт и экспорт электроэнергии и связанные с ними выбросы.

Помимо анализа международных стандартов были проанализированы международные методики расчета коэффициентов косвенных энергетических выбросов.

Анализ методики Международного энергетического агентства (МЭА) показал, что в целом она отвечает требованиям, предъявляемым Протоколом по парниковым газам и ISO 14064-1:2018 к расчету сетевых коэффициентов выбросов, и ежегодно публикуемые МЭА сетевые коэффициенты выбросов для многих стран мира²⁴⁵ могут быть использованы (и используются) организациями для расчета косвенных энергетических выбросов, а также странами (или отдельными территориями стран) для определения выбросов парниковых газов, связанных с импортированной электроэнергией из сопредельных государств, при определении своих сетевых коэффициентов. С 2015 года доступ к сетевым коэффициентам МЭА является платным.

Методика Ассоциации эмиссионных органов (AIB) предназначена для расчета коэффициента несертифицированного остатка генерации только для стран, входящих в данную Ассоциацию (всего 30 стран-участниц).

Для расчета коэффициента несертифицированного остатка генерации методика AIB использует эмиссионный метод, который оперирует атрибутами выданных сертификатов (за период с 1 апреля отчетного года по 31 марта года, следующего за отчетным) и атрибутами сертификатов с истекшим сроком действия (за период с 1 апреля отчетного года по 31 марта года, следующего за отчетным). При этом количество выработанной электроэнергии в стране, а также экспорт и импорт электроэнергии со странами, не входящими в ассоциацию, учитываются за период с 1 января по 31 декабря отчетного года. Профицит электроэнергии, образующийся у некоторых стран-участниц AIB, образует Европейскую атрибутивную смесь, атрибуты которой распределяются между странами-участницами AIB с дефицитом электроэнергии.

Результаты расчета коэффициентов несертифицированного остатка генерации ежегодно публикуются на сайте AIB²⁴⁶.

Методика CDM²⁴⁷ для расчета коэффициентов выбросов парниковых газов для систем электроснабжения предназначена для расчета сокращений выбросов парниковых газов от реализации проектов в развивающихся странах, приводящих к сокращению потребления электроэнергии из энергосетей (за счет энергосберегающих мероприятий и за счет использования ВИЭ).

Методика предусматривает расчёт нескольких коэффициентов выбросов, предназначенных для оценки влияния изменения потребления электроэнергии на количество и структуру выработки электроэнергии в стране и, соответственно, на изменение количества выбросов парниковых газов. Большинство коэффициентов характеризуют углеродоемкость выработки электроэнергии на тех источниках, нагрузка на которых будет снижаться в первую очередь при снижении потребности в электроэнергии. Соответственно такие коэффициенты нельзя использовать для количественной оценки выбросов Охвата 2, о чем прямо говорится в Протоколе по парниковым газам.

Однако в методике описывается метод расчета среднего коэффициента выбросов ПГ, который учитывает выработку, а, соответственно, и выбросы ПГ, от всех энергоисточников страны (включая низкотратные и несущие базовую нагрузку), и для расчета количества выбросов Охвата 2 он используется несколькими странами в качестве сетевого коэффициента выбросов. Из стран референтной группы данный коэффициент выбросов ПГ используется в Индии и Бразилии.

²⁴⁵ <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/emissions-factors-2021>

²⁴⁶ <https://www.aib-net.org/facts/european-residual-mix>

²⁴⁷ Clean Development Mechanism (CDM) - Механизм чистого развития (МЧР), определенный в Киотском протоколе.

ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ИНФОРМАЦИИ

1. Федеральный закон от 02.07.2021 № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов».
2. Указ Президента Российской Федерации от 04.11.2020 № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов».
3. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 22.04.2015 № 716-р «Об утверждении Концепции формирования системы мониторинга, отчетности и проверки объема выбросов парниковых газов в Российской Федерации».
4. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 25.12.2019 № 3183-р «Об утверждении национального плана мероприятий первого этапа адаптации к изменениям климата на период до 2022 года».
5. Приказ Минприроды России от 30.06.2015 № 300 «Об утверждении методических указаний и руководства по количественному определению объема выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность в Российской Федерации».
6. Распоряжение Минприроды России от 16.04.2015 № 15-р «Об утверждении методических рекомендаций по проведению добровольной инвентаризации объема выбросов парниковых газов в субъектах Российской Федерации».
7. Приказ Минприроды России от 29.06.2017 № 330 «Об утверждении методических указаний по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов».
8. ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 Газы парниковые. Часть 1. Требования и руководство по количественному определению и отчетности о выбросах и удалении парниковых газов на уровне организации.
9. GHG Protocol Scope 2 Guidance. An amendment to the GHG Protocol Corporate Standard. – URL: [https://ghgprotocol.org/sites/default/files/ghgp/standards/Scope%20%20Guidance Final 0.pdf](https://ghgprotocol.org/sites/default/files/ghgp/standards/Scope%20%20Guidance%20Final%200.pdf)
10. ISO Standard No. 14064-1:2018. Greenhouse gases – Part 1: Specification with guidance at the organizational level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals. – URL: <https://www.iso.org/ru/standard/66453.html>
11. CDP Technical Note: Accounting of Scope 2 emissions. – URL: https://cdn.cdp.net/cdp-production/cms/guidance_docs/pdfs/000/000/415/original/CDP-Accounting-of-Scope-2-Emissions.pdf?1617880167
12. Carbon Footprint. Country specific electricity grid greenhouse gas emission factors. – URL: https://www.carbonfootprint.com/docs/2022_03_emissions_factors_sources_for_2021_electricity_v11.pdf
13. The Greenhouse Gas Protocol. A Corporate Accounting and Reporting Standard.- URL: <https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/ghg-protocol-revised.pdf>
14. Disclosure of non-financial and diversity information by certain large undertakings and groups: Directive 2014/95/EU of the European parliament and of the council of 22 October 2014.– URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32014L0095>
15. Handelsgesetzbuch § 289b Pflicht zur nichtfinanziellen Erklärung; Befreiungen.– URL: https://www.gesetze-im-internet.de/hgb/_289b.html

16. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG), § 42 Stromkennzeichnung, Transparenz der Stromrechnungen, Verordnungsermächtigung. - URL https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_42.html

17. Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 18. August 2021 (BGBl. I S. 3905) geändert worden ist.

18. Icha P. Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2021 / P.Icha, Dr. T. Lauf, G. Kuhs; AGEE-Stat. – Dessau-Roßlau, 2022. – 34c.- ISSN 1862-4359.

19. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) § 3 Begriffsbestimmungen. – URL: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_3.html

20. Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency, amending Directives 2009/125/EC and 2010/30/EU and repealing Directives 2004/8/EC and 2006/32/EC Text with EEA relevance. – URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/en/TXT/?uri=CELEX%3A32012L0027>

21. 2008/952/EC: Commission Decision of 19 November 2008 establishing detailed guidelines for the implementation and application of Annex II to Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council (notified under document number C(2008) 7294) (Text with EEA relevance). – URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX%3A32008D0952>

22. Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021) § 79 Herkunftsnachweise. – URL: https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_79.html

23. Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) § 42 Stromkennzeichnung, Transparenz der Stromrechnungen, Verordnungsermächtigung. – URL: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/_42.html

24. Association of Issuing Bodies. – URL: <https://www.aib-net.org/>

25. Enerdata: официальный сайт – URL: <https://www.enerdata.ru/research/energy-market-data-co2-emissions-database.html>

26. Italy. 2022 National Inventory Report (NIR). – URL: <https://unfccc.int/documents/461788>

27. Directive 2009/28/EC of the European parliament and of the council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30/EC. – URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028>

28. Caputo A. (ISPRA) Fattori di emissione atmosferica di gas a effetto serra nel settore elettrico nazionale e nei principali Paesi Europei. Edizione 2020. – 03.2020. URL: https://www.isprambiente.gov.it/files2020/pubblicazioni/rapporti/Rapporto317_2020.pdf

29. Decarbonising the energy system. The role of Transmission System Operators / Terna. – URL: https://www.terna.it/DesktopModules/AdactioBackend/API/directdownload/direct?file=Paper_RoleTSOs_8d9451b32febb47.pdf&direct=true

30. Annual Report – Integrated Report 2021 / Terna - URL: https://download.terna.it/terna/Terna_2021_Integrated_Report_8da18ab57d1d0e4.pdf

31. Bilans Ges. Resource centre for greenhouse gas accounting. – URL <https://bilans-ges.ademe.fr/en/accueil>

32. RTE: официальный сайт. URL: <https://www.rte-france.com/en>
33. EPA. United States Environmental Protection Agency. – URL: <https://www.epa.gov/egrid>
34. Abt Associates. The emissions & generation resource integrated database eGRID Technical Guide with Year 2020 Data \ Abt Associates. - Rockville, январь 2022, с 129.
35. EPA.Greenhouse Gas Inventory Guidance. Indirect Emissions from Purchased Electricity. – URL: <https://www.epa.gov/sites/default/files/2020-12/documents/electricityemissions.pdf>
36. U.S. Energy Information Administration. – URL: <https://www.eia.gov/electricity/data/eia860/>
37. National Grid Responsible Business Report: Reporting Methodology 2020/21, с 31.
38. Green-e: официальный сайт. – URL: <https://www.green-e.org/2021-residual-mix>
39. Indian Oil. Energising India responsibly and sustainably. Sustainability report 2020-21. New Delhi. C 148.
40. GRI 305: Emissions 2016. - URL - <https://www.globalreporting.org/standards/media/1012/gri-305-emissions-2016.pdf>
41. S. Bhawan, CO2 Baseline Database for the Indian Power Sector / Sewa Bhawan, R.K.Puram - New Delhi-66, 2021, с 32.
42. Tool to calculate the emission factor for an electricity system – Methodological tool. – URL: <https://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v7.0.pdf>
43. IRENA (2022), Renewable Energy Statistics 2022, The International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
44. Guan, Y., Shan, Y., Huang, Q., Chen, H., Wang, D., & Hubacek, K. (2021). Assessment to China's recent emission pattern shifts. *Earth's Future*, 9.
45. Tao, X.; Wang, P.; Zhu, B. Measuring the Interprovincial CO2 Emissions Considering Electric Power Dispatching in China: From Production and Consumption Perspectives. *Sustainability* 2016, 8, 506.
46. 企业温室气体排放核算方法与报告指南发电设施: методические указания - URL <https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk06/202112/W020211202787049808223.pdf>
47. Requirements of the greenhouse gas emissions accounting and reporting. Part 2: Power grid enterprise. 2015: - URL: <https://www.ccchina.org.cn/archiver/ccchinacn/UpFile/Files/Default/20151223101358582084.pdf>
48. Klabi: официальный сайт – URL: <https://esg.klabi.com.br/en/mudancas-do-clima/>
49. Eletrobras Companies Greenhouse Gas Emission Inventory 2020. – URL: <https://eletrobras.com/en/MeioAmbiente/Eletrobras%20Companies%20Greenhouse%20Gas%20Emission%20Inventory%202020.pdf>
50. CEMIG, Inventário de gases de efeito estufa 2020. Abril 2021.– URL: <https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2021/04/inventario-gases-efeito-estufa-2020.pdf>
51. Cálculo do Mix Residual do Brasil para ano calendário 2019 / Instituto Totum. – URL https://institutototum.com.br/images/totum/arquivos/Mix_Residual_2019_versao_02.pdf

52. Air Quality Act (39/2004): National Greenhouse Gas Emission Reporting Regulations, Gazette number: 40762. – URL: <https://cer.org.za/wp-content/uploads/2016/08/GHG-emission-reporting-regs.pdf>

53. Technical Guidelines for Monitoring, Reporting and Verification of Greenhouse Gas Emissions by Industry, апрель 2017. – URL: https://www.dffe.gov.za/sites/default/files/legislations/technicalguidelinesformrvofemissionsbyindustry_0.pdf

54. CFG: Carbon Footprinting Guide, Edition 4.1 | 2022, Nedbank, p.45 – URL: https://www.nedbank.co.za/content/dam/nedbank/site-assets/AboutUs/Sustainability/Supporting%20Documents/CarbonFootprintingGuide_Ed3.2.pdf

55. South Africa's 7th National Greenhouse Gas (GHG) Inventory Report 2017, p. 38 – URL: <https://www.dffe.gov.za/sites/default/files/docs/nir-2017-report.pdf>

56. КазМунайГаз, отчет об устойчивом развитии 2020. С 156 – URL: https://www.kmg.kz/uploads/reports/KMG-OUR_2020_RU.pdf

57. АО «ТНК»Казхром» Устойчивое развитие на глобальные вызовы. г. Актобе 2021, годовой отчет. – URL: https://www.kazchrome.com/files/pdf/Kazchrom_ARA_2021_RU_updated.pdf

58. Methodology for Calculating Greenhouse Gas Emissions Issued pursuant to Section 53, Paragraph two, Clause 2 of the law On Pollution, 25.01.2018. – URL: - <https://likumi.lv/ta/en/en/id/296651>

59. Bank of Lithuania. Overview of disclosure of non-financial information of the companies listed on Nasdaq Vilnius / Bank of Lithuania – 2021 – с 22 - ISSN 2424-3213 (online). URL: <https://www.lb.lt/en/publications/overview-of-disclosure-of-non-financial-information-of-the-companies-listed-on-nasdaq-vilnius>

60. Ignitis group. Greenhouse gas inventory report 2021 / AB “Ignitis grupė” – 2021 – с. 21. – URL: <https://www.ignitisgrupe.lt/sites/default/files/inline-files/2021%20Ignitis%20Group%20GHG%20inventory%20report.pdf>

61. Norwegian Water Resources and Energy Directorate. – URL: <https://www.nve.no/english/>

62. Statistics Norway: официальный сайт. – URL: <https://www.ssb.no/en>

63. Nord Pool: официальный сайт. – URL: <https://www.nordpoolgroup.com/>

64. Statnett. – URL: <https://www.statnett.no/en/for-stakeholders-in-the-power-industry/data-from-the-power-system/#import-and-export>

65. GOV.Uk: официальный сайт. – URL: <https://www.gov.uk/>

66. BEIS 2022 Government Greenhouse Gas Conversion Factors for Company Reporting / BEIS. –2022. – URL: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1083857/2022-ghg-cf-methodology-paper.pdf

67. Nationalgrid: официальный сайт. – URL: <https://www.nationalgrid.com/>

68. H. Ghadaksaz, Y. Saboohi Energy supply transformation pathways in Iran to reduce GHG emissions in line with the Paris Agreement / Ghadaksaz H., Saboohi Y., Energy Strategy Reviews, 2020, с. 32, ISSN 2211-467X.

69. Torkian, Ayoob & Bayat, Reza & Najafi, MohammadAli & Arhami, Mohammad & Askariyeh, Mohammad. (2012). Source Apportionment of Tehran's Air Pollution by Emissions Inventory.

70. Intergovernmental panel on Climate change. – URL: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/index.html>

71. Международные рекомендации по энергетической статистике (МРЭС), Нью-Йорк, 2019. – URL: <https://unstats.un.org/unsd/energystats/methodology/documents/IRES-ru.pdf>

72. Eurostat: официальный сайт т. – URL: https://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do?dataset=nrg_105m

73. Reliable Disclosure in Europe: Status, Improvements and Perspectives Final Report from the project “Reliable Disclosure Systems for Europe - Phase II” (RE-DISS II). Öko-Institut e.V., November 2015. – URL: http://www.reliable-disclosure.org/static/media/docs/RE-DISSII_Final-Report_online.pdf

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. Сетевые коэффициенты выбросов парниковых газов, публикуемые Правительством Великобритании

UK electricity

[Index](#)

Emissions source:	UK electricity	Next publication date:	08.06.2023	Factor set:	Full set
Scope:	Scope 2	Version:	2,0	Year:	2022

UK electricity conversion factors should be used to report on electricity used by an organisation at sites owned/controlled by them. This is reported as a Scope 2, indirect emission. The conversion factors in this listing are for the electricity supplied to the grid that organisations purchase - they do not include the emissions associated with the transmission and distribution of electricity.

Guidance

- The year displayed alongside the electricity factors is the reporting year for which users should apply these factors. This is based on a calendar reporting year.
- The Government's 'Environmental reporting guidelines' require that Scope 2 electricity emissions are reported using location-based grid average emissions factors. A market-based Scope 2 figure may optionally be reported but only in addition to the location-based figure. Market-based emissions reflect a contractual entitlement to claim an emissions rate, allowing for a reduced emission figure where, for example, a renewable energy tariff is backed by certificates to track attributes associated with energy generation. The location-based emissions reflect the average emission of the grid where the energy consumption occurs and is calculated using these UK Electricity grid average factors below. Organisations using a market-based figure may want to consider adding narrative information on whether their contractual arrangements cause additional renewable electricity generation.
- We advise that organisations also account for the transmission and distribution (T&D) losses of the electricity they purchase, which occur between the power station and their site(s). They should do so using the 'transmission and distribution' factors for UK electricity. The emissions from T&D should be accounted for in Scope 3.
- Organisations that generate renewable energy or purchase green energy should refer to chapter 2 of the Government's 'Environmental reporting guidelines' for information on how to account for their electricity use.
- If an organisation voluntarily reports the electricity used at a site/for an asset in its supply chain that is not directly under its ownership or control, it may report this electricity in Scope 3. A duplicate set of conversion factors have been provided for this purpose in the Scope 3 listing, under 'managed assets- electricity'.

Why has the electricity factor changed?

The UK electricity factor is prone to fluctuate from year to year as the fuel mix consumed in UK power stations (and auto-generators) and the proportion of net imported electricity changes.

These annual changes can be large as the factor depends very heavily on the relative prices of coal and natural gas as well as fluctuations in peak demand and renewables. Given the importance of this factor, the explanation for fluctuations will be presented here henceforth.

In the 2019 GHG Conversion Factors, there was a 10% decrease in the UK Electricity CO₂e factor compared to the previous year. In the 2020 update, the CO₂e factor decreased (compared with 2019) again by 9%. In the 2021 update, the CO₂e factor has again decreased by 9% (in comparison to the 2020 update). The above decreases are all due to a decrease in coal use in electricity generation and an increase in renewable generation.

Example of calculating emissions from UK electricity

Company G reports the emissions from the electricity it uses, which can be found by reading its electricity meters or gathering data from utility bills.

The kWh electricity use is multiplied by the 'electricity generated' figure appropriate to the reporting year to produce company G's UK Scope 2 electricity emissions.

Activity	Country	Unit	Year	Total kg CO ₂ e per unit	kg CO ₂ e of CO ₂ per unit	kg CO ₂ e of CH ₄ per unit	kg CO ₂ e of N ₂ O per unit
Electricity generated	Electricity: UK	kWh	2022	0,19338	0,19121	0,0008	0,00137

FAQs

I am not publishing a company report, but I need a factor for 'electricity consumption' instead of 'electricity generation' what should I do?

For company reporting purposes, organisations should use the 'electricity generation' figures for Scope 2 electricity and may use the 'T&D' factors found in the 'Transmission and distribution' tab for reporting Scope 3 losses. However, for other reporting contexts (where specific scopes do not need to be reported) the 'electricity consumption' figure can be calculated by adding together the 'electricity generation' and the 'T&D' values within each year.

I previously used a 5-year grid rolling average factors. These factors are based on 1-year average factors and look quite different, what should I do?

Please refer to the 'What's new in 2013' section of the 'What's new' tab of the 2013 GHG Conversion factors spreadsheet for full instructions on how to rebaseline your data to compensate for the changes made.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. Коэффициенты выбросов парниковых газов, связанные с потерями электроэнергии при транспортировке и распределении, публикуемые Правительством Великобритании

Transmission and distribution

[Index](#)

Emissions source:	Transmission and distribution	Next publication date:	08.06.2023	Factor set:	Full set
Scope:	Scope 3	Version:	2,0	Year:	2022

Transmission and distribution (T&D) factors should be used to report the Scope 3 emissions associated with grid losses (the energy loss that occurs in getting the electricity from the power plant to the organisations that purchase it).

Guidance

- To account for electricity emissions fully, organisations should account for the T&D loss associated with its purchased power.
- The year displayed alongside the factors is the reporting year for which users should apply these factors. This is based on a calendar reporting year.
- [Transmission and distribution losses are no longer published for overseas electricity, since these are now calculated and published by the IEA.](#)

Calculating emissions from T&D

Company H reports the emissions from T&D losses associated with its electricity use - this is a Scope 3 emission.

For every kWh of electricity company H purchases, it reports its associated energy losses using the T&D factor for that year.

Every kWh company H uses is multiplied by the appropriate T&D conversion factor to produce its Scope 3 T&D emissions impact.

Activity	Type	Unit	Year	Total kg CO ₂ e per unit	kg CO ₂ e of CO ₂ per unit	kg CO ₂ e of CH ₄ per unit	kg CO ₂ e of N ₂ O per unit
T&D- UK electricity	Electricity: UK	kWh	2022	0,01769	0,01750	0,00007	0,00012

Activity	Type	Unit	Year	Total kg CO ₂ e per unit	kg CO ₂ e of CO ₂ per unit	kg CO ₂ e of CH ₄ per unit	kg CO ₂ e of N ₂ O per unit
Distribution - district heat & steam	5% loss	kWh	2022	0,00899	0,00890	0,00006	0,00003

FAQs

Is reporting T&D compulsory?

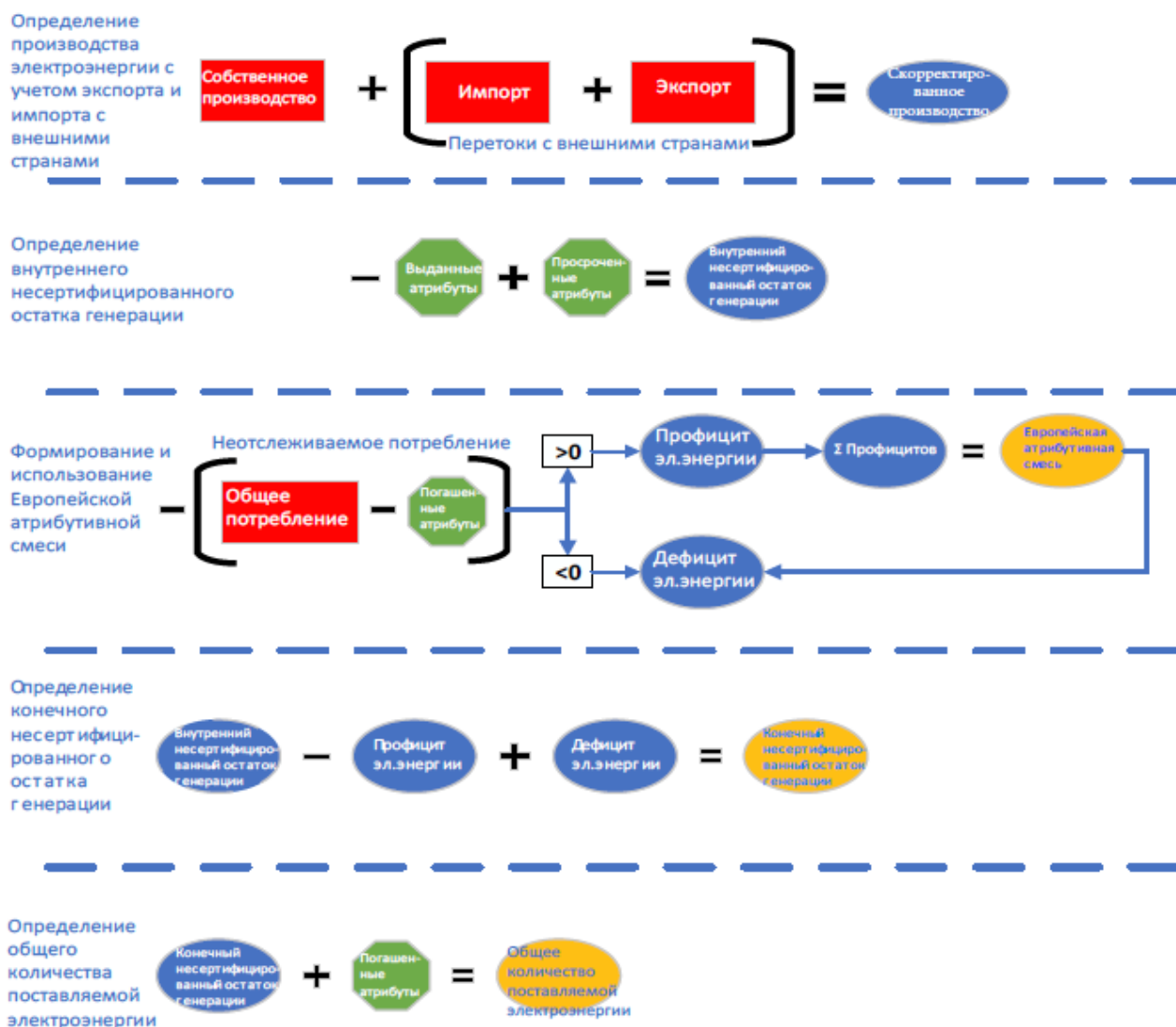
As with other Scope 3 impacts, reporting T&D is voluntary. However, it is considered best practice for UK reporting.

I am not publishing a company report, but I need a factor for 'electricity consumption'. What should I do?

For company reporting purposes, organisations should use the 'electricity generation' figures for Scope 2 electricity and may use the 'T&D' factors for reporting Scope 3 losses. However, for other reporting contexts (where specific scopes do not need to be reported) the 'electricity consumption' figure (as published in 2011 and 2012 conversion factors) can be calculated by adding together the 'electricity generation' and 'T&D' values within each year for each country.

For information about how the conversion factors have been derived, please refer to the 'Methodology paper' that accompanies the conversion factors.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. Алгоритм расчета несертифицированного остатка генерации (Residual Mix) и Европейской атрибутивной смеси (European Attribute Mix)



ПРИЛОЖЕНИЕ 4. Результаты анализа практики расчета сетевых коэффициентов выбросов в странах Евросоюза

Показатель	Страны Евросоюза		
	Германия	Италия	Франция
Источники информации о коэффициентах выбросов в странах референтной группы	Наиболее известным и часто применяемым источником информации для определения сетевых коэффициентов выбросов в ФРГ являются ежегодные публикации Федерального агентства по окружающей среде (нем. – Umweltamt, сокращенно - UBA) «Динамика выбросов парниковых газов немецкой электроэнергетики».	Итальянские компании в качестве источников информации указывают отчеты компании Terna, являющейся независимым системным оператором электросетей Италии, и Итальянского института охраны окружающей среды и исследований (The Italian Institute for Environmental Protection and Research, ISPRA).	Для целей раскрытия информации о выбросах существует национальная общедоступная, регулярно обновляемая база данных о сетевых коэффициентах выбросов Base Carbone, управляемая Агентством по экологическому переходу Франции (ADEME) совместно с различными государственными и частными заинтересованными сторонами.
Учет потребления электрической энергии на собственные производственные нужды электростанций.	Учитывается. Потребление электрической энергии на собственные нужды электростанций вычитается из валовой выработки электроэнергии.	Не учитывается. Для расчета сетевых коэффициентов выбросов используется валовое производство электроэнергии.	Информация отсутствует в открытом доступе
Учет выработки электрической энергии от электростанций, находящихся в собственности потребителей электрической энергии и работающих на покрытие нагрузки таких потребителей, без выдачи электрической энергии во внешнюю электрическую сеть	Учитываются все охваченные статистикой электростанции Германии.	Учитывается выработка электроэнергии от всех электростанций, как государственных, так и частных (работающих на покрытие собственных нагрузок).	Информация отсутствует в открытом доступе
Учет парниковых газов, помимо двуоксида углерода (CO ₂), образующихся при сжигании топлива – метана (CH ₄) и закиси азота (N ₂ O), других видов парниковых газов	Учитываются выбросы диоксида углерода CO ₂ , метана CH ₄ и закиси азота N ₂ O	Учитываются выбросы диоксида углерода CO ₂	Учитываются выбросы диоксида углерода CO ₂
Учет потерь электрической энергии в электрических сетях.	Учитываются Потери электрической энергии в электрических сетях вычитаются из валовой выработки электроэнергии.	Не учитываются. Потери электрической энергии в электрических сетях не вычитаются из валовой выработки.	Не учитываются. Потери электрической энергии в электрических сетях не вычитаются из валовой выработки.
Учет экспорта / импорта электрической энергии в сопредельные государства	При использовании национального сетевого коэффициента выбросов в целях отчетности организаций по выбросам Охвата 2 используется	Не учитывается.	Учитывается экспорт и импорт электрической энергии в сопредельные государства

Показатель	Страны Евросоюза		
	Германия	Италия	Франция
	сетевой коэффициент выбросов, в котором не учитывается внешняя торговля электроэнергией. В то же время UBA рассчитывает и публикует отдельный коэффициент, в котором учитывается сальдо внешней торговли электроэнергией.		
Учет выбросов парниковых газов от низкоуглеродных источников генерации – атомных- и гидроэлектростанций	Выбросы от атомных электростанций и гидроэлектростанций при выработке электроэнергии принимаются равными нулю.	Атомная энергетика в Италии отсутствует. Выбросы от гидроэлектростанций принимаются равными нулю.	Выбросы от атомных электростанций и гидроэлектростанций принимаются равными нулю.
Учет электроэнергии, поставляемой от сетевых накопителей электрической энергии, а также Гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС)	Производство электроэнергии ГАЭС включается в валовую выработку электроэнергии. При этом электроэнергия, затраченная на перекачку воды в верхнее водохранилище ГАЭС, вычитается из валовой выработки.	Из валовой выработки исключается электроэнергия, произведенная на гидроаккумулирующих станциях (ГАЭС) с использованием воды, которая ранее была закачана в верхнее водохранилище.	Производство электроэнергии ГАЭС включается в валовую выработку электроэнергии. При этом электроэнергия, затраченная на перекачку воды в верхнее водохранилище ГАЭС, вычитается из валовой выработки
Принцип распределения потребления топлива на выработку отдельно электрической и тепловой энергии	Описание принципа распределения топлива приведено в отчете.	Описание принципа распределения топлива приведено в отчете.	Информация отсутствует в открытом доступе.
Подходы и алгоритмы расчета объема косвенных энергетических выбросов сетевыми компаниями от покупки электрической энергии на компенсацию потерь в электрических сетях	Сетевые компании в ФРГ не имеют права приобретать зеленые сертификаты и заключать договоры купли-продажи возобновляемой энергии с операторами ВИЭ-установок. Поэтому электроэнергия, покупаемая сетевыми компаниями ФРГ, считается электроэнергией «неизвестного происхождения».	Сетевые компании в Италии не имеют права приобретать зеленые сертификаты и заключать договоры купли-продажи возобновляемой энергии с операторами ВИЭ-установок. Расчет выбросов Охвата 2 компания TERNА, являющаяся системным оператором электросетей Италии, выполняет только по региональному методу с использованием сетевого коэффициента выбросов.	Компания RTE, являющаяся системным оператором электросетей Франции, в своих годовых отчетах публикует сведения о выбросах, связанных с компенсацией потерь электроэнергии при ее транспортировке и распределении. Для расчета выбросов используются данные о количестве потерь и сетевой коэффициент выбросов из базы данных ADEME.
Описание подходов при территориальном разделении национальной энергосистемы на группы (макрорегионы, регионы, субрегионы и т. п.) в рамках применения регионального метода.	Сетевой коэффициент рассчитывается на национальном уровне без территориального разделения	Сетевой коэффициент рассчитывается на национальном уровне без территориального разделения	Сетевой коэффициент рассчитывается на национальном уровне без территориального разделения

Показатель	Страны Евросоюза		
	Германия	Италия	Франция
Описание алгоритма определения границ для территориального разделения			
Принципы учета перетока электроэнергии, в том числе транзитного, между отдельными выбранными группами	Перетоки не учитываются. Сетевой коэффициент рассчитывается на национальном уровне без территориального разделения	Перетоки не учитываются. Сетевой коэффициент рассчитывается на национальном уровне без территориального разделения	Перетоки не учитываются. Сетевой коэффициент рассчитывается на национальном уровне без территориального разделения
Расчет несертифицированного остатка генерации (англ. residual mix) и его учета при корректировке коэффициентов выбросов и применения организациями для оценки косвенных энергетических выбросов	Расчет несертифицированного остатка генерации осуществляется в рамках участия в Ассоциации эмитсионных органов (Association of Issuing Bodies, AIB).	Расчет несертифицированного остатка генерации осуществляется в рамках участия в Ассоциации эмитсионных органов (Association of Issuing Bodies, AIB).	Расчет несертифицированного остатка генерации осуществляется в рамках участия в Ассоциации эмитсионных органов (Association of Issuing Bodies, AIB).
Анализ источников информации, используемых уполномоченными организациями в странах референтной группы, при расчете коэффициентов выбросов.	Федеральное агентство по окружающей среде (UBA) для расчёта сетевых коэффициентов использует следующие источники информации: • Отчеты о выбросах парниковых газов, передаваемые в Секретариат ООН по климату ; • Рабочая группа по энергетическим балансам (нем. -Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen) ; • Федеральное статистическое управление и • Рабочая группа по статистике возобновляемых источников энергии (AGEE - Stat) при Министерстве экономики и защиты климата . Данные являются открытыми. Кроме того, UBA использует собственные базы данных, которые, в части, относящейся к расчёту сетевых коэффициентов выбросов, также опубликованы в указанной работе.	Итальянский институт охраны окружающей среды и исследований (The Italian Institute for Environmental Protection and Research, ISPRA) в рамках разработки национального кадастра выбросов рассчитывает сетевые коэффициенты, основываясь на статистических данных компании Terna, являющейся независимым системным оператором электросетей Италии. Terna осуществляет сбор данных о потреблении топлива и выработке электроэнергии на всех электростанциях Италии, как государственных, так и частных. Данные собираются на уровне электростанций на ежемесячной основе. Terna ведет учет электроэнергии, поставляемой в национальную сеть, а также изъятый из сети.	Сетевой коэффициент для расчета энергетических косвенных выбросов разрабатывается Агентством по экологическому переходу Франции (ADEME) на основе данных, предоставляемых компанией RTE, являющейся системным оператором электросетей Франции.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. Результаты анализа практики расчета сетевых коэффициентов выбросов ПГ в странах Азиатско-Тихоокеанского региона

Показатель	Страны Азиатско-Тихоокеанского региона		
	США	Индия	Китай
Источники информации о коэффициентах выбросов в странах референтной группы	Сетевые коэффициенты выбросов в США рассчитываются и публикуются Агентством по охране окружающей среды (EPA). На Интернет-сайте EPA создан специальный раздел eGRID (The Emissions & Generation Resource Integrated Database – Интегрированная база данных по выбросам и генерирующим ресурсам США) . Данные по каждому генератору электроэнергии, наряду с прочей информацией, относящейся к производству электроэнергии и соответствующим выбросам, сведены в файл Excel, публикуемый на Интернет-странице eGRID .	Центральное управление электроэнергетики Индии (Central Electricity Authority - CEA) публикует Отчёт о выбросах CO ₂ для электроэнергетического сектора страны, содержащий руководство пользователя и сетевые коэффициенты выбросов. Эта публикация, названная «официальной публикацией правительства Индии», основывается на методологии CDM («Механизм чистого развития» ООН) .	Основным документом, регламентирующим расчеты выбросов CO ₂ от приобретаемой электроэнергии в Китае, являются «Методические указания для отчетности предприятий по выбросам парниковых газов (Энергетические объекты)», принятым Министерством экологии и окружающей среды КНР. Сетевые коэффициенты опубликованы в отчете «Средний коэффициент выбросов CO ₂ в региональных энергосистемах Китая в 2011 и 2012 гг».
Учет потребления электрической энергии на собственные производственные нужды электростанций.	Учитывается. Потребление электрической энергии на собственные нужды электростанций вычитается из валовой выработки электроэнергии.	Учитывается. Потребление электрической энергии на собственные нужды электростанций вычитается из валовой выработки электроэнергии.	Учитывается. Потребление электрической энергии на собственные нужды электростанций вычитается из валовой выработки электроэнергии
Учет выработки электрической энергии от электростанций, находящихся в собственности потребителей электрической энергии и работающих на покрытие нагрузки таких потребителей, без выдачи электрической энергии во внешнюю электрическую сеть	Не учитывается. Автономные электростанции, работающие только на потребителя и не выдающие электроэнергию в сеть, не учитываются	Не учитывается. Автономные электростанции, работающие только на потребителя и не выдающие электроэнергию в сеть, не учитываются	В стандартах и методических указаниях отсутствуют сведения относительно учета электрической энергии от электростанций, находящихся в собственности потребителей электрической энергии.
Учет парниковых газов, помимо двуоксида углерода (CO ₂), образующихся при сжигании топлива – метана (CH ₄) и закиси азота (N ₂ O), других видов парниковых газов	Учитываются выбросы диоксида углерода CO ₂ , метана CH ₄ и закиси азота N ₂ O	Учитываются выбросы диоксида углерода CO ₂	Учитываются выбросы диоксида углерода CO ₂

Показатель	Страны Азиатско-Тихоокеанского региона		
	США	Индия	Китай
Учет потерь электрической энергии в электрических сетях.	Не учитываются. Потери электрической энергии в электрических сетях не вычитаются из валовой выработки.	Не учитываются. Потери электрической энергии в электрических сетях не вычитаются из валовой выработки.	Не учитываются. Потери электрической энергии в электрических сетях не вычитаются из валовой выработки.
Учет экспорта / импорта электрической энергии в сопредельные государства	Не учитывается.	Согласно применяемой Индией методологии CDM, «экспорт электроэнергии не должен вычитаться из данных о производстве электроэнергии, используемых для расчета и мониторинга коэффициентов выбросов электроэнергии» . В индийском документе для целей расчета углеродного следа импорта электроэнергии используется нулевой коэффициент выбросов (0 т CO ₂ /МВт×ч) , что является одной из опций методологии CDM .	Учитывается только импорт из сопредельных государств и региональных сетей Китая.
Учет выбросов парниковых газов от низкоуглеродных источников генерации – атомных- и гидроэлектростанций	Выбросы от атомных электростанций и гидроэлектростанций принимаются равными нулю.	Выбросы от атомных электростанций и гидроэлектростанций принимаются равными нулю.	Выбросы от атомных электростанций и гидроэлектростанций принимаются равными нулю.
Учет электроэнергии, поставляемой от сетевых накопителей электрической энергии, а также Гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС)	Показатель чистой выработки (net generation) применительно к накопителям энергии представляет собой сальдо используемой для зарядки (а также собственные производственные нужды) и отданной в сеть электроэнергии. В большинстве случаев величина чистой выработки сетевых накопителей является отрицательной величиной.	Информация отсутствует в открытом доступе	В стандартах и методических указаниях отсутствуют сведения относительно учета электрической энергии, поставляемой от сетевых накопителей электрической энергии, а также Гидроаккумулирующих электростанций.
Принцип распределения потребления топлива на выработку отдельно электрической и тепловой энергии	Описание принципа распределения топлива приведено в отчете.	Информация отсутствует в открытом доступе	Описание принципа распределения топлива приведено в отчете.
Подходы и алгоритмы расчета объема косвенных энергетических выбросов сетевыми компаниями от покупки	При подсчете выбросов Охвата 2 сетевые компании США умножают потери в магистральных и распределительных на сетевые	Информация отсутствует в открытом доступе	В соответствии со национальным стандартом GB/T 32151.2-2015 (Правила учета и отчетности по выбросам парниковых газов для

Показатель	Страны Азиатско-Тихоокеанского региона		
	США	Индия	Китай
электрической энергии на компенсацию потерь в электрических сетях	коэффициенты выбросов для соответствующих регионов		сетевых компаний) для расчёта выбросов Охвата 2 сетевыми компаниями от покупки электрической энергии на компенсацию потерь в электрических сетях используются сетевые коэффициенты выбросов
Описание подходов при территориальном разделении национальной энергосистемы на группы (макрорегионы, регионы, субрегионы и т. п.) в рамках применения регионального метода. Описание алгоритма определения границ для территориального разделения	Территория США поделена на «субрегионы», которые установлены как условно среднее (компромиссное) территориальное разделение между: 1) энергозонами Североамериканской корпорации по надежности электроснабжения (NERC) и 2) региональными энергосистемами - зонами ответственности соответствующих системных операторов (balancing authorities), таких как PJM, Ercot и пр. Субрегионы выделены таким образом, чтобы уровни выбросов наиболее точно соответствовали выработке и выбросам электростанций в рамках этого региона.	Сетевые коэффициенты выбросов рассчитываются на национальном уровне без территориального разделения	Региональные энергосистемы разделены в зависимости от географического расположения региона: Северо-восточный, Северный Китай, Восточный Китай, Центральный Китай, Северо-западный и Южный, исключая Тибетский автономный район, специальный административный район Гонконг, специальный административный район Макао и провинцию Тайвань Территориальное разделение национальной энергосистемы в рамках применения регионального метода осуществляется «по факту», то есть каких-либо специальных алгоритмов в целях расчёта оптимального сетевого коэффициента выбросов не применяется.
Принципы учета перетока электроэнергии, в том числе транзитного, между отдельными выбранными группами	Перетоки не учитываются.	Перетоки не учитываются. Сетевой коэффициент рассчитывается на национальном уровне без территориального разделения	В стандартах и методических указаниях отсутствуют сведения относительно принципов учета перетоков
Расчет несертифицированного остатка генерации (англ. residual mix) и его учета при корректировке коэффициентов выбросов и применения организациями для оценки косвенных энергетических выбросов	В настоящее время коэффициенты несертифицированного остатка генерации для США официально не рассчитываются, пока только рассматривается их внедрение. В то же время некоторые региональные системы отслеживания сертификатов публикуют коэффициенты residual mix.	Не рассчитывается.	Не рассчитывается.

Показатель	Страны Азиатско-Тихоокеанского региона		
	США	Индия	Китай
Анализ источников информации, используемых уполномоченными организациями в странах референтной группы, при расчете коэффициентов выбросов	Для целей eGRID EPA использует три основных источника, один из которых является «внутриведомственным» — это база данных EPA CAMD (Clean Air Markets Divison – «Управление рынков чистого воздуха»), а два других публикуются Управлением энергетической информации (EIA), которое является подразделением Министерства энергетики США. Это формы EIA-860 (данные о генераторах электроэнергии мощностью более 1 МВт) и EIA-923 (данные о производстве электроэнергии и потреблении топлива).	Центральное управление электроэнергетики Индии (CEA) ведёт базу данных выбросов CO ₂ на основе информации о выработке, потреблении топлива и теплотворной способности топлива (GCV), предоставленной каждой электростанцией. В тех случаях, когда станция не может предоставить надежные данные по всем соответствующим параметрам, CEA делает допущения на основе своих эталонных данных, представленных в Приложении В к Отчёту о выбросах CO ₂ для электроэнергетического сектора	Источниками данных для расчёта сетевых коэффициентов выбросов в региональных энергосистемах Китая являются «Статистический ежегодник электроэнергетики Китая» и «Сборник статистических данных электроэнергетики Китая» (оба документа выпускаются Китайской федерацией электроэнергетических предприятий), а также «Ежегодник энергетической статистики Китая», выпускаемый Национальным бюро статистики.

ПРИЛОЖЕНИЕ 6. Результаты анализа практики расчета сетевых коэффициентов выбросов ПГ в странах БРИКС

Показатель	Страны БРИКС	
	Бразилия	ЮАР
Источники информации о коэффициентах выбросов в странах референтной группы	Сетевые коэффициенты выбросов в Бразилии из источников, подключенных к Национальной энергетической системе, публикуются Министерством науки, технологий и инноваций (МСТИ).	Компании ЮАР учитывают выбросы от приобретаемой электроэнергии как по региональному методу с использованием сетевых коэффициентов выбросов Eskom (компания Eskom занимает монопольное положение в генерации, передаче и распределении энергии в ЮАР), так и по рыночному методу (что более характерно для крупных компаний). В отдельных случаях для учёта выбросов Охвата 2 по региональному методу компании ЮАР могут использовать сетевые коэффициенты выбросов МЭА.
Учет потребления электрической энергии на собственные производственные нужды электростанций.	Учитывается. Потребление электрической энергии на собственные нужды электростанций вычитается из валовой выработки электроэнергии.	Учитывается. Потребление электрической энергии на собственные нужды электростанций вычитается из валовой выработки электроэнергии.
Учет выработки электрической энергии от электростанций, находящихся в собственности потребителей электрической энергии и работающих на покрытие нагрузки таких потребителей, без выдачи электрической энергии во внешнюю электрическую сеть	Не учитывается. Электроэнергия, не поступающая в Национальную энергетическую систему, не учитывается.	Не учитывается.
Учет парниковых газов, помимо двуокиси углерода (CO ₂), образующихся при сжигании топлива – метана (CH ₄) и закиси азота (N ₂ O), других видов парниковых газов	Учитываются выбросы диоксида углерода CO ₂	Учитываются выбросы диоксида углерода CO ₂
Учет потерь электрической энергии в электрических сетях.	Не учитываются. Потери электрической энергии в электрических сетях не вычитаются из валовой выработки.	Компания Eskom публикует два коэффициента выбросов. Первый учитывает потери в сетях путем вычитания из валовой выработки, второй - не учитывает и, соответственно, не вычитает из валовой выработки.
Учет экспорта / импорта электрической энергии в сопредельные государства	Согласно применяемой методологии CDM, экспорт электроэнергии не вычитается из данных о производстве электроэнергии, используемых для расчета сетевого коэффициента выбросов. Импорт электроэнергии не учитывается	Компания Eskom публикует два сетевых коэффициента выбросов. Первый учитывает экспорт и импорт, второй - не учитывает.

Показатель	Страны БРИКС	
	Бразилия	ЮАР
Учет выбросов парниковых газов от низкоуглеродных источников генерации – атомных- и гидроэлектростанций	Выбросы от атомных электростанций и гидроэлектростанций принимаются равными нулю.	В «Отчёте об углеродном следе» Eskom отмечено, что в расчёт выбросов от стационарного сжигания топлива включены выбросы от вспомогательного оборудования (дизельных генераторов) на атомной электростанции . При расчёте сетевых коэффициентов выбросов нет однозначного указания, включены ли эти выбросы или нет.
Учет электроэнергии, поставляемой от сетевых накопителей электрической энергии, а также Гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС)	Информация отсутствует в открытом доступе	При расчёте сетевого коэффициента выбросов учитывается сальдо от работы ГАЭС. Выработка ГАЭС включена в объем произведенной электроэнергии, но затем из этого объема вычитается электроэнергия, используемая для «зарядки» ГАЭС.
Принцип распределения потребления топлива на выработку отдельно электрической и тепловой энергии	Информация отсутствует в открытом доступе	Информация отсутствует в открытом доступе
Подходы и алгоритмы расчета объема косвенных энергетических выбросов сетевыми компаниями от покупки электрической энергии на компенсацию потерь в электрических сетях	Сетевые компании умножают объём сетевых потерь (технических и нетехнических) на сетевой коэффициент выбросов, публикуемый МСТП (региональный метод). Это единственный метод, указываемый в отчётах об инвентаризации бразильских сетевых компаний.	Eskom управляет генерацией, передачей и распределением электроэнергии в ЮАР. Компания не ведёт учёт выбросов Охвата 2.
Описание подходов при территориальном разделении национальной энергосистемы на группы (макрорегионы, регионы, субрегионы и т. п.) в рамках применения регионального метода. Описание алгоритма определения границ для территориального разделения	Сетевой коэффициент рассчитывается на национальном уровне без территориального разделения	Сетевой коэффициент рассчитывается на национальном уровне без территориального разделения
Принципы учета перетока электроэнергии, в том числе транзитного, между отдельными выбранными группами	Перетоки не учитываются. Сетевой коэффициент рассчитывается на национальном уровне без территориального разделения	Перетоки не учитываются. Сетевой коэффициент рассчитывается на национальном уровне без территориального разделения
Расчет несертифицированного остатка генерации (англ. residual mix) и его учета при корректировке коэффициентов выбросов и применения организациями для оценки косвенных энергетических выбросов	Официально Residual mix не рассчитывается, и, соответственно, не учитывается в корпоративных инвентаризациях выбросов. В профессиональной литературе ведутся обсуждения этого вопроса, делаются подсчёты коэффициента Residual mix в исследовательских целях	Не рассчитывается.

Показатель	Страны БРИКС	
	Бразилия	ЮАР
Анализ источников информации, используемых уполномоченными организациями в странах референтной группы, при расчете коэффициентов выбросов	Расчёт сетевого коэффициента выбросов, публикуемого Министерством науки, технологий и инноваций (Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação - MCTI), предоставляет бразильский Системный оператор (ONS). В Регламенте работы ONS указано, что он должен предоставлять такой расчёт в MCTI ежемесячно	Особенностью ЮАР является использование «внутрикорпоративного» сетевого коэффициента выбросов в качестве национального. Компания Eskom занимает монопольное положение в генерации, передаче и распределении энергии в ЮАР и именно ее публикации сетевых коэффициентов используются компаниями страны для расчёта выбросов. Соответственно, для расчёта сетевых коэффициентов выбросов используется собственная внутренняя информация/статистика Eskom, которая также раскрывается публично в годовом отчёте (Eskom Integrated Report)

ПРИЛОЖЕНИЕ 7. Результаты анализа практики расчета сетевых коэффициентов выбросов ПГ в постсоветских странах

Показатель	Постсоветские страны		
	Казахстан	Латвия	Литва
Источники информации о коэффициентах выбросов в странах референтной группы	Для оценки объёмов косвенных выбросов от приобретаемой электроэнергии компании Казахстана используют данные из открытых (международных) источников. Национальная методика расчёта сетевого коэффициента выбросов, которая может быть использована для анализа выбросов Охвата 2, отсутствует.	Для оценки объёмов косвенных выбросов от приобретаемой электроэнергии компании Латвии используют данные из открытых (международных) источников. Национальная методика расчёта сетевого коэффициент выбросов, которая может быть использована для анализа выбросов Охвата 2, отсутствует.	Для оценки объёмов косвенных выбросов от приобретаемой электроэнергии компании Литвы используют данные из открытых (международных) источников. Национальная методика расчёта сетевого коэффициент выбросов, которая может быть использована для анализа выбросов Охвата 2, отсутствует.
Расчет несертифицированного остатка генерации (англ. residual mix) и его учета при корректировке коэффициентов выбросов и применения организациями для оценки косвенных энергетических выбросов	Не рассчитывается	Расчет несертифицированного остатка генерации осуществляется в рамках участия в Ассоциации эмиссионных органов (Association of Issuing Bodies, AIB).	Расчет несертифицированного остатка генерации осуществляется в рамках участия в Ассоциации эмиссионных органов (Association of Issuing Bodies, AIB).

ПРИЛОЖЕНИЕ 8. Результаты анализа практики расчета сетевых коэффициентов выбросов ПГ в Великобритании, Норвегии, Иране

Показатель	Великобритания	Норвегия	Иран
Источники информации о коэффициентах выбросов в странах референтной группы	Департамент окружающей среды, продовольствия с сельского хозяйства (Department for Environment Food & Rural Affairs, DEFRA) совместно с Департаментом бизнеса, энергетики и промышленной стратегии (Department for Business, Energy & Industrial Strategy, DBEIS) Правительства Великобритании ежегодно публикуют коэффициенты выбросов ПГ, предназначенные для использования британскими и международными компаниями для расчета прямых (Охват 1), энергетических косвенных (Охват 2) и прочих косвенных (Охват 3) выбросов. Следует отметить, что коэффициенты так и называются – правительственные коэффициенты для корпоративной отчетности.	В Норвегии сетевые коэффициенты выбросов парниковых газов рассчитываются на ежегодной основе Норвежским директором водных ресурсов и энергетики (The Norwegian Water Resources and Energy Directorate (NVE)). При этом NVE рассчитывает как сетевой коэффициент, который указывается в декларации о физически поставляемой электроэнергии, так и коэффициент несертифицированного остатка генерации.	Национальная методика расчёта сетевого коэффициента выбросов, которая может быть использована для анализа выбросов Охвата 2, отсутствует.
Учет потребления электрической энергии на собственные производственные нужды электростанций.	Учитывается. Потребление электрической энергии на собственные нужды электростанций вычитается из валовой выработки электроэнергии.	Информация отсутствует в открытом доступе.	
Учет выработки электрической энергии от электростанций, находящихся в собственности потребителей электрической энергии и работающих на покрытие нагрузки таких потребителей, без выдачи электрической энергии во внешнюю электрическую сеть	Учитывается электроэнергия, переданная в сеть от электростанций, находящихся в собственности потребителей. По итогам 2019 года доля электроэнергии в сети от таких электростанций составила 18,4%.	Информация отсутствует в открытом доступе.	
Учет парниковых газов, помимо двуокиси углерода (CO ₂), образующихся при сжигании топлива –	Учитываются выбросы диоксида углерода CO ₂ , метана CH ₄ и закиси азота N ₂ O	Учитываются выбросы диоксида углерода CO ₂ , метана CH ₄ и закиси азота N ₂ O	

Показатель	Великобритания	Норвегия	Иран
метана (CH ₄) и закиси азота (N ₂ O), других видов парниковых газов			
Учет потерь электрической энергии в электрических сетях.	Сетевые потери не учитываются при расчёте сетевого коэффициента выбросов. Коэффициент выбросов, учитывающий потери электрической энергии в сетях, рассчитывается и публикуется отдельной позицией.	Сетевые потери не учитываются при расчёте сетевого коэффициента выбросов.	
Учет экспорта / импорта электрической энергии в сопредельные государства	Учитывается экспорт и импорт электрической энергии в сопредельные государства.	Учитывается экспорт и импорт электрической энергии в сопредельные государства.	
Учет выбросов парниковых газов от низкоуглеродных источников генерации – атомных- и гидроэлектростанций	Выбросы от атомных электростанций и гидроэлектростанций принимаются равными нулю.	Выбросы от атомных электростанций и гидроэлектростанций принимаются равными нулю.	
Учет электроэнергии, поставляемой от сетевых накопителей электрической энергии, а также Гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС)	Информация отсутствует в открытом доступе.	Информация отсутствует в открытом доступе.	
Принцип распределения потребления топлива на выработку отдельно электрической и тепловой энергии	Описание принципа распределения топлива приведено в отчете.	Информация отсутствует в открытом доступе.	
Подходы и алгоритмы расчета объема косвенных энергетических выбросов сетевыми компаниями от покупки электрической энергии на компенсацию потерь в электрических сетях	Крупнейшая электросетевая компания Великобритании National Grid в своем отчете CDP и в Отчете об ответственном бизнесе указывает, что компания считает выбросы, связанные с покупкой электроэнергии на компенсацию ее потерь при транспортировке и распределении, по региональному и рыночному методам.	Оператор системы передачи электроэнергии Норвегии компания Statnett в своем отчете об устойчивом развитии указывает выбросы, связанные с компенсацией потерь электроэнергии при ее транспортировке и распределении. В качестве источника данных для определения выбросов использовалась база данных NVE. Выбросы Охвата 2 считаются по региональному и рыночному методам.	
Описание подходов при территориальном разделении национальной энергосистемы на группы (макрорегионы, регионы,	Сетевой коэффициент рассчитывается на национальном уровне без территориального деления.	Сетевой коэффициент рассчитывается на национальном уровне без территориального деления.	

Показатель	Великобритания	Норвегия	Иран
субрегионы и т. п.) в рамках применения регионального метода. Описание алгоритма определения границ для территориального разделения			
Принципы учета перетока электроэнергии, в том числе транзитного, между отдельными выбранными группами	Перетоки не учитываются. Сетевой коэффициент рассчитывается на национальном уровне без территориального разделения.	Перетоки не учитываются. Сетевой коэффициент рассчитывается на национальном уровне без территориального разделения.	
Расчет несертифицированного остатка генерации (англ. residual mix) и его учета при корректировке коэффициентов выбросов и применения организациями для оценки косвенных энергетических выбросов	Коэффициент несертифицированного остатка генерации рассчитывается и публикуется Ассоциацией эмитсионных органов (Association of Issuing Bodies, AIB).	Расчет несертифицированного остатка генерации осуществляется в рамках участия в Ассоциации эмитсионных органов (Association of Issuing Bodies, AIB).	Не рассчитывается
Анализ источников информации, используемых уполномоченными организациями в странах референтной группы, при расчете коэффициентов выбросов	Основным источником информации, используемым правительством Великобритании для расчета сетевого коэффициента выбросов ПГ, является Дайджест статистических данных по энергетике Великобритании (Digest of UK Energy Statistics, DUKES), ежегодно публикуемый Департаментом бизнеса энергетики и промышленной стратегии. В данном документе содержится информация о производстве, торговле и потреблении в Великобритании энергии в целом и по отдельным видам топлива. Источник находится в открытом доступе.	Источниками информации для расчета сетевых коэффициентов выбросов Норвегии являются данные информационной системы Elhub, Статистического управления Норвегии, системы Nord Pool, национальной статистики по энергетике других стран. Система Elhub, созданная компанией Statnett, представляет собой централизованную систему обмена информацией для розничного рынка электроэнергии и содержит данные о производстве и потреблении электроэнергии в Норвегии. Данные от Elhub используются статистическим агентством Норвегии, системой Nord Pool и NVE. Данные об импорте и экспорте электроэнергии собираются компанией Statnett.	Не рассчитывается

ПРИЛОЖЕНИЕ 9. Сводная таблица результатов анализа практики расчета сетевых коэффициентов выбросов ПГ в странах референтной группы

Показатель	Результаты анализа
Учет потребления электрической энергии на собственные производственные нужды электростанций.	Учитывается в 88% случаев. Потребление электрической энергии на собственные нужды электростанций вычитается из валовой выработки электроэнергии. (Страны, формирующие большинство: Германия, США, Индия, Китай, Бразилия, ЮАР, Великобритания. Страны, формирующие меньшинство: Италия)
Учет выработки электрической энергии от электростанций, находящихся в собственности потребителей электрической энергии и работающих на покрытие нагрузки таких потребителей, без выдачи электрической энергии во внешнюю электрическую сеть	Не учитывается в 57% случаев. Автономные электростанции, работающие только на потребителя и не выдающие электроэнергию в сеть, не учитываются. (Страны, формирующие большинство: США, Индия, Бразилия, ЮАР. Страны, формирующие меньшинство: Германия, Италия, Великобритания)
Учет парниковых газов, помимо двуокси углерода (CO ₂), образующихся при сжигании топлива – метана (CH ₄) и закиси азота (N ₂ O), других видов парниковых газов	Учитываются только выбросы CO ₂ в 60% случаев (Страны, формирующие большинство: Италия, Франция, Индия, Китай, Бразилия, ЮАР. Страны, формирующие меньшинство: Германия, США, Великобритания, Норвегия)
Учет потерь электрической энергии в электрических сетях	Не учитываются в 89% случаев. Потери электрической энергии в электрических сетях не вычитаются из валовой выработки (Страны, формирующие большинство: Италия, Франция, США, Индия, Китай, Бразилия, Великобритания, Норвегия. Страны, формирующие меньшинство: Германия.
Учет экспорта / импорта электрической энергии в сопредельные государства	Учитывается экспорт и импорт электрической энергии в сопредельные государства в 60% случаев (Страны, формирующие большинство: Германия, Франция, Китай, ЮАР, Великобритания, Норвегия. Страны, формирующие меньшинство: Италия, США, Индия, Бразилия)
Учет выбросов парниковых газов от низкоуглеродных источников генерации – атомных- и гидроэлектростанций	Выбросы от атомных электростанций и гидроэлектростанций принимаются равными нулю в 100% случаев (Страны, формирующие большинство: Германия, Италия, Франция, США, Индия, Китай, Бразилия, Великобритания, Норвегия)
Учет электроэнергии, поставляемой от сетевых накопителей электрической энергии, а также гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС)	Электроэнергия, затраченная на перекачку воды в верхнее водохранилище ГАЭС, вычитается из валовой выработки в 100% случаев (Страны, формирующие большинство: Германия, Италия, Франция, США, ЮАР)
Описание подходов при территориальном разделении национальной энергосистемы на группы (макрорегионы, регионы, субрегионы и т. п.) в рамках применения регионального метода. Описание алгоритма определения границ для территориального разделения	Сетевые коэффициенты выбросов рассчитываются на национальном уровне без территориального разделения в 80% случаев. (Страны, формирующие большинство: Германия, Италия, Франция, Индия, Бразилия, ЮАР, Великобритания, Норвегия. Страны, формирующие меньшинство: США, Китай)

Показатель	Результаты анализа
Расчет несертифицированного остатка генерации (англ. residual mix) и его учета при корректировке коэффициентов выбросов и применения организациями для оценки косвенных энергетических выбросов	Расчет несертифицированного остатка генерации осуществляется в рамках участия в Ассоциации эмиссионных органов (AIB) в 50%. <i>(Страны, рассчитывающие данный коэффициент: Германия, Италия, Франция, Латвия, Литва, Великобритания, Норвегия.</i> <i>Страны, не рассчитывающие данный коэффициент: США, Индия, Китай, Бразилия, ЮАР, Казахстан, Иран)</i>
Анализ источников информации, используемых уполномоченными организациями в странах референтной группы, при расчете коэффициентов выбросов	В качестве основных источников информации при определении сетевых коэффициентов выбросов уполномоченными организациями в странах референтной группы используются данные национальных статистических служб и сетевых компаний