

УДК 621.316.15 + 621.3.017.6

**ВКЛАД ПОТЕРЬ ПРИ ТРАНСПОРТЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ
В ВЫБРОСЫ CO₂**Фомкин А. А.¹, студент гр. ЭП-251, Демин М.А.², аспирант гр. ТТа-241Научный руководитель: Ушаков К. Ю.², к.т.н., доцент¹Кемеровский государственный университет, г. Кемерово²Кузбасский государственный технический университет имени Т.Ф.
Горбачева, г. Кемерово

Одной из наиболее важных и значимых экологических проблем современности остается антропогенная эмиссия парниковых газов, способствующая изменению климата Земли. Для решения проблемы выделяют следующие основные современные направления:

- развитие «зеленой» энергетики;
- повышение энергоэффективности;
- квотирование выбросов.

Поскольку полной замены традиционной энергетики «чистой/зеленой» добиться невозможно (и ни в одной из моделей развития энергетической отрасли таких планов нет), в рамках РФ остается перспективным направление по внедрению системы квотирования выбросов, для их регулирования, и как следствие, снижения эмиссии парниковых газов [1]. Производство тепло- и электроэнергии является крупнейшим источником выбросов парниковых газов, особенно в России, поскольку более 60% производства энергии достигается за счет ископаемого топлива, что, в свою очередь, требует детального анализа и фрагментации процесса, начиная с добычи сырья, его транспортировки, реализации, распределения и заканчивая потреблением. Однако на сегодняшний день нет единой стандартизированной методики для расчетов удельных выбросов парниковых газов и каждая организация вправе сама определять методы расчетов выбросов. В тоже время на каждом этапе жизненного цикла производимой продукции важно дать численную оценку углеродному следу для детализации, контроля расхода топлива, определения наиболее значимого этапа по выбросу и для будущего формирования предложений по его снижению. Одним из значимых этапов жизненного цикла электрической энергии является распределение электроэнергии до потребителей. При транспорте неминуемы потери, сопутствующие процессу, которые никак не учитываются при определении выброса от стационарного сжигания топлива при производстве электрической энергии.

Потери в электрических сетях возникают в процессе передачи и распределения электрической энергии от генераторов до конечных потребителей. Потери классифицируют на *технические потери*, которые возникают из-за сопротивления в проводах и трансформаторах, *коммерческие потери*, вклю-

чающие в себя потери, связанные с кражами электроэнергии и ошибками учета.

По данным Международной энергетической ассоциации, мировые потери в электроэнергетических сетях составляют около 8-10% от общего объема производимой электроэнергии. Это означает, что значительной части электроэнергии не достигает потребителей, и, следовательно, углеродные выбросы, связанные с её производством, также оказываются чрезмерными.

Существуют несколько ключевых аспектов, связывающих углеродные выбросы и потери в сетях электроэнергии такие как: *проблема избыточного производства* - высокие потери в сетях могут привести к необходимости избыточного производства электроэнергии, что в свою очередь увеличивает углеродные выбросы. *Старение инфраструктуры* - устаревшие сети более подвержены к потерям из-за их низкой эффективности. Это также связано с увеличением генерируемых выбросов, поскольку для компенсации потерь может требоваться дополнительная генерация.

В целях определения взаимосвязи между углеводородными выбросами и потерями электроэнергии в сетевой отрасли в работе произведен расчет потерь и соответствующие выбросы CO₂ на примере электрических сетей 6-110кВ.

По данным электросетевых организаций, в Кузбассе действуют свыше 2500 сетей воздушных линий (ВЛ) и кабельных линий (КЛ) 6-110кВ, общая протяженность которых составляет более 21 тыс. километров. Расчет проводился для каждой введенной в эксплуатацию воздушной и кабельной линии электропередач (ЛЭП) 35-110кВ на основании предоставленных данных ПАО «Россети Сибирь» - «Кузбассэнерго – РЭС» на 01.08.2025 года [2].

На основании предоставленных данных сформирован реестр по 487 объектам, среди которых 291 высоковольтных линий 35-110кВ со сроком эксплуатации более 50 лет, что, в свою очередь сказывается на пропускной способности линии и требует дополнительных компенсирующих мероприятий. Для последующего расчета учитывались данные по ВЛ 35-110кВ. ЛЭП 6-10кВ в расчетах не учитывались, поскольку требуют дополнительных данных, учитывающие компенсирующие мероприятия на подстанциях в процессе трансформации электроэнергии. Общий расчет потерь по каждой линии складывался из нагрузочных потерь, потери холостого хода (в трансформаторах) и потери на корону (для ВЛ 110кВ) [3]:

$$\Delta W_{\text{общ}} = \Delta W_{\text{нагр}} + \Delta W_{\text{хх}} + \Delta W_{\text{кор}},$$

Нагрузочные потери (в линиях и обмотках трансформаторов) - это потери, зависящие от передаваемой мощности (квадратичная зависимость).
Общая формула для периода времени T (обычно год — 8760 часов):

$$\Delta W_{\text{нагр}} = 3 \cdot I_{\text{ср.кв}}^2 \cdot R \cdot \tau \cdot 10^{-3},$$

$I_{\text{ср.кв}}$ — среднеквадратичный ток (А);

R — активное сопротивление линии (Ом) или трансформатора;

τ — время максимальных потерь (ч/год). Это условное число часов, в течение которых линия, работая с максимальной нагрузкой, имела бы такие же потери, как при работе по реальному переменному графику. Потери холостого хода практически не зависят от нагрузки и постоянны, пока трансформатор включен под напряжение:

$$\Delta W_{\text{хх}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{вкл}},$$

где:

$\Delta P_{\text{хх}}$ — паспортные потери холостого хода трансформатора (кВт);

$T_{\text{вкл}}$ — время работы трансформатора под нагрузкой (ч), обычно 8760 ч (год).

Для напряжения 110 кВ потери на «корону» (свечение воздуха вокруг провода) уже начинают учитываться, особенно в сырую погоду.

$$\Delta W_{\text{кор}} = \Delta P_{\text{кор}} \cdot T_{\text{кор}},$$

где:

$\Delta P_{\text{кор}}$ — удельные потери мощности на корону (кВт/км), зависящие от сечения провода, погоды (снег, дождь, ясно) и определяемые по специальным таблицам или нормативам.

Авторами было выполнено количественное определение выбросов CO_2 от стационарного сжигания топлива для некоторых электростанций Кузбасса в соответствии с Приказом Минприроды России от 27.05.2022 №371. Среднее значение выброса CO_2 за 3 года суммарно электростанциями составило 14 459,37 тысяч тонн CO_2 .

В таблице 1 сведены результаты расчета потерь электрической энергии в сетях и эквивалентная доля выброса CO_2 .

Таблица 1. Сводная информация по расчету потерь и выделению CO_2 в годовом выражении по Кемеровской области

ВЛ, кВ	Общая протяженность, км	Кол-во линий со сроком эксплуатации более 50 лет	Общие потери, млн. кВт*ч	Суммарное значение выбросов CO_2 , тыс тонн	Доля выбросов на покрытие потерь от общего объема выбросов, %
35-110	8977,58	291	638	14 459,37	3,56

Исходя из рассчитанных показателей, можно сделать вывод, что на покрытие потерь в электроснабжении Кемеровской области за год тратится до 192 тыс. т у.т., выделяя при этом до 514 тыс. тонн CO_2 , что составляет 3,56% от суммарного значения выбросов электростанций региона.

Тем самым в рамках проведенного исследования был проведен расчет определена эквивалентный расчет используемого топлива для компенсации потерь при транспорте электрической энергии.

Список литературы:

1. Постановление правительства Российской Федерации «О принятии Парижского соглашения» // Москва. – 21.09.2019г. - № 1228;
2. Россети Сибирь: официальный сайт. – URL: <https://www.rosseti-sib.ru/filials/kuzbassenergo-res/>. – Текст: электронный.