

Научная статья

УДК 502.35; DOI: 10.61260/1998-8990-2025-3-163-171

ОБ ОЦЕНКЕ КОСВЕННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В РАМКАХ УПРАВЛЕНИЯ КЛИМАТИЧЕСКИМИ РИСКАМИ

✉ Семова Екатерина Владимировна.

АО «НИИ Атмосфера», Санкт-Петербург, Россия.

Азаров Валерий Николаевич.

Волгоградский государственный технический университет, г. Волгоград, Россия

✉ semova.atm@yandex.ru

Аннотация. Переходные климатические риски обусловлены переходом к низкоуглеродной экономике. Управление данной группой рисков требует от предприятий разработки эффективных решений по снижению углеродного следа, а также косвенных энергетических выбросов, что невозможно без получения достоверных оценок. Точность оценки косвенных энергетических выбросов во многом зависит от выбора удельных показателей выбросов CO₂ на единицу потребленной электроэнергии. В статье приведен сравнительный анализ значений данных показателей: региональных коэффициентов косвенных энергетических выбросов CO₂, рассчитанных на основе Методических указаний, утвержденных Минприроды России, Коэффициента выбросов CO₂ по первой синхронной зоне Единой энергетической системы России и Коэффициентов выбросов CO₂ по двум ценовым зонам Единой энергетической системы России, опубликованных АО «АТС». Полученные результаты могут быть полезны при выборе оптимальных параметров для расчета косвенных энергетических выбросов.

Ключевые слова: косвенные энергетические выбросы парниковых газов, региональный коэффициент косвенных выбросов парниковых газов, Охват 2

Для цитирования: Семова Е.В., Азаров В.Н. Об оценке косвенных энергетических выбросов парниковых газов в рамках управления климатическими рисками // Проблемы управления рисками в техносфере. 2025. № 3 (75). С. 163–171. DOI: 10.61260/1998-8990-2025-3-163-171.

Scientific article

ABOUT ESTIMATION OF INDIRECT GREENHOUSE GASES EMISSIONS WITHIN CLIMATE RISK MANAGEMENT

✉ Syomova Ekaterina V.

JSC «SRI Atmosphere», Saint-Petersburg, Russia.

Azarov Valerij N.

Volgograd state technical university, Volgograd, Russia

✉ semova.atm@yandex.ru

Abstract. Transitional climate risks are caused by the transition to a low-carbon economy. Management of this group of risks requires the development of effective solutions to reduce the carbon footprint, including indirect energy emissions, which is impossible without reliable estimates. The accuracy of estimation of indirect greenhouse gases emissions from electricity largely depends on the choice of specific indicators of CO₂ emissions per unit of electricity consumed. The article presents a comparative analysis of the values of such indicators: regional coefficients of indirect energy emissions of CO₂, calculated on the basis of the Methodological Guidelines by the Ministry of Natural Resources and Environment of Russia, CO₂ emission coefficient for the first synchronous zone of The Unified Energy System of Russia and CO₂ emission coefficients for two price zones of The Unified Energy System of Russia, published by JSC «Trading System Administrator of Wholesale Electricity Market Transactions». The results obtained may be useful in selecting optimal parameters for calculating indirect greenhouse gases emissions from electricity.

Keywords: indirect energy emissions of greenhouse gases, grid-average factor, Scope 2

For citation: Syomova E.V., Azarov V.N. About estimation of indirect greenhouse gases emissions within climate risk management // Problemy upravleniya riskami v tekhnosfere = Problems of risk management in the technosphere. 2025. № 3 (75). P. 163–171. DOI: 10.61260/1998-8990-2025-3-163-171.

Введение

Общемировой тренд на декарбонизацию экономики стал причиной появления новой группы рисков для предприятий – переходных климатических рисков, связанных с возможными убытками из-за введения трансграничных углеродных налогов, снижения спроса на продукцию с высоким углеродным следом и сокращения инвестиций в углеродоемкие производства [1–3]. В целях управления данными рисками предприятия стремятся оценить углеродный след (организации/продукции) и, на основе полученной информации, разработать эффективные меры по минимизации рисков [4].

Углеродный след включает прямые выбросы парниковых газов (ПГ) (возникающие из источников, находящихся в собственности предприятия) и косвенные выбросы (связанные с деятельностью организации, но возникающие за пределами организации), в том числе косвенные энергетические выбросы ПГ при потреблении электроэнергии [5, 6]. Данные выбросы обусловлены потреблением электроэнергии на предприятии и возникают при сжигании топлива в целях ее генерации на внешних (по отношению к предприятию) электростанциях [6, 7].

В июне 2017 г. Минприроды России утвердило Методические указания по количественному определению объема косвенных энергетических выбросов ПГ (Методические указания). Для оценки выбросов при потреблении электроэнергии предложено два метода: рыночный и региональный. Рыночный метод используется только при наличии информации о конкретном производителе потребленной электроэнергии. Однако практика показывает, что чаще всего потребитель электроэнергии не имеет возможности определить,

от какого генерирующего объекта была получена электроэнергия и в каком количестве. Поэтому чаще всего используется региональный метод, при котором объем потребления электроэнергии умножается на региональный коэффициент косвенных энергетических выбросов CO₂ (Региональный коэффициент) [8].

Региональный коэффициент отражает углеродоемкость одной единицы электроэнергии в региональной (территориальной) энергосистеме. При расчете данного коэффициента общий объем выбросов CO₂ от сжигания топлива на производство электроэнергии в субъекте делится на совокупный объем произведенной электроэнергии (в том числе произведенной без сжигания топлива на атомных электростанциях (АЭС), гидроэлектростанциях (ГЭС), возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) и др.). Также учитываются перетоки электроэнергии из соседних региональных энергосистем и их удельные показатели выбросов [8].

Значение Регионального коэффициента зависит от показателей электробаланса, структуры производства электроэнергии по типам электростанций и структуры расхода топлива на производство электроэнергии рассматриваемых субъектов [8, 9]. Известно, что часть субъектов Российской Федерации не получает электроэнергию из-за своих пределов. Следовательно, значение Регионального коэффициента в таких случаях будет зависеть от выбросов CO₂ и объемов выработки электроэнергии только в пределах рассматриваемого субъекта. Для регионов, где значительный объем электроэнергии производится на АЭС и ГЭС (без сжигания топлива), Региональный коэффициент должен быть ниже, чем для регионов, в которых электроэнергия, в основном, вырабатывается на тепловых электростанциях (ТЭС) (посредством сжигания топлива). Структура расхода топлива на выработку электроэнергии также имеет большое значение. Согласно Методике количественного определения объемов выбросов парниковых газов, утвержденной приказом Минприроды России от 27 мая 2022 г. № 371, каждый вид топлива имеет свой коэффициент выбросов CO₂, зависящий от содержания углерода в единице топлива, например, коэффициент выбросов CO₂ для бурого угля составляет 2,96 т CO₂/т у. т., для каменного – 2,77 т CO₂/т у. т., для мазута топочного – 2,27 т CO₂/т у. т., для природного газа – 1,59 т CO₂/т у. т. Регионы, в которых для производства электроэнергии в основном используются углеродоемкие виды топлива (например, бурый и каменный уголь, мазут) будут характеризоваться более высоким Региональным коэффициентом, чем регионы, в которых электроэнергия производится путем сжигания менее углеродоемких видов топлива (например, природного газа).

Однако пользователи Методических указаний столкнулись с проблемой труднодоступности, а иногда и отсутствия исходных данных для расчета Региональных коэффициентов. В связи с этим вместо Региональных коэффициентов стали использоваться Коэффициенты выбросов CO₂ по первой синхронной зоне Единой энергосистемы России¹ и Коэффициенты выбросов CO₂ по ценовым зонам², опубликованные на сайте АО «АТС».

Указанные коэффициенты имеют ряд достоинств: актуальность, достоверность и доступность, но есть и один существенный недостаток – широкий территориальный охват. Так первая синхронная зона покрывает территорию Центрального, Северо-Западного (без Ненецкого АО), Южного, Северо-Кавказского, Приволжского, Уральского, Сибирского федеральных округов, а также территорию Республики Бурятия и Забайкальского края. Первая ценовая зона охватывает Европейскую территорию России (без Республики Коми,

¹ Синхронная зона – совокупность синхронно работающих энергосистем генерирующего оборудования, имеющих общую частоту тока [10]. Коэффициент выбросов диоксида углерода по Первой синхронной зоне ЕЭС России // АО «АТС». URL: <https://www.atsenergo.ru/results/co2> (дата обращения: 12.06.2025)

² Оптовый рынок электроэнергии и мощности функционирует на территории регионов, которые объединены в ценовые зоны, различающиеся по механизму формирования цен на электрическую энергию и мощность, а также по структуре установленной мощности и топливному балансу [11]. Коэффициенты выбросов ПГ по ценовым зонам // АТС. URL: <https://www.atsenergo.ru/results/co2map> (дата обращения: 12.06.2025).

Архангельской обл., Калининградской обл.) и Уральский Федеральный округ, вторая – Сибирский федеральный округ, Республику Бурятия и Забайкальский край.

Стоит отметить, что по международным стандартам (ISO 14064-1:2018, GHG Protocol) при оценке косвенных энергетических выбросов должны использоваться показатели, наилучшим образом характеризующие удельные выбросы ПГ по местной, региональной или национальной энергосистеме.

В статье приводятся результаты расчета Региональных коэффициентов для Мурманской и Нижегородской обл. и Красноярского края за 2020 г. по Методическим указаниям и сравнительный анализ полученных значений с Коэффициентом выбросов CO₂ по первой синхронной зоне и Коэффициентами выбросов CO₂ по ценовым зонам.

Целью данной работы является оценка информативности и применимости указанных коэффициентов при расчете косвенных энергетических выбросов как составляющей углеродного следа.

Теоретические основы и методы расчета

Региональные коэффициенты рассчитаны согласно Методическим указаниям по формуле:

$$EF_{CO_2, \text{элек. } k,y}^{pee} = \frac{\sum_j FC_{j,k,y} \times EF_{CO_2,j,y} + \sum_l (\frac{FC_{j,l,y} \times EF_{CO_2,j,y} \times ES_{l,k,y}}{EG_{l,y}})}{EG_{k,y} + \sum_l ES_{l,k,y}},$$

где $EF_{CO_2, \text{элек. } k,y}^{pee}$ – региональный коэффициент косвенных энергетических выбросов CO₂ при потреблении организацией, расположенной в энергосистеме k , электрической энергии, полученной от внешних генерирующих объектов за период времени y , кг CO₂/МВт·ч; $FC_{j,k,y}$ – потребление топлива j для выработки электрической энергии в энергосистеме k за период y , т у.т.; $EF_{CO_2,j,y}$ – коэффициент выбросов CO₂ от сжигания топлива j за период времени y , кг CO₂/ т у.т.; $FC_{j,l,y}$ – потребление топлива j для выработки электрической энергии в энергосистеме l , из которой поставляется электрическая энергия в энергосистему k за период времени y , т у.т.; $ES_{l,k,y}$ – поставка электрической энергии из энергосистемы l в энергосистему k за период y , МВт·ч; $EG_{l,y}$ – выработка электрической энергии в энергосистеме l за период y (в том числе на АЭС, ГЭС и ВИЭ), МВт·ч; $EG_{k,y}$ – выработка электрической энергии в энергосистеме k за период y , МВт·ч (в том числе на АЭС, ГЭС и ВИЭ).

При проведении расчетов использованы следующие официальные статистические данные за 2020 г.:

– данные о расходе топлива на производство электроэнергии, которые собираются Росстата на ежегодной основе по форме 4-ТЭР «Сведения об использовании топливно-энергетических ресурсов» и публикуются в ЕМИСС (показатель «Фактический расход топливно-энергетических ресурсов на производство отдельных видов продукции, работ (услуг)»);

– данные Росстата об электробалансе субъектов Российской Федерации.

Также при проведении работы использованы данные Схем и программ перспективного развития электроэнергетики субъектов за 2022–2028 гг., в том числе: данные о сальдо-перетоках электроэнергии, о структуре выработки электроэнергии по типам электростанций.

Поскольку углеродоемкость электроэнергии зависит от показателей электробаланса, структуры выработки электроэнергии и структуры расхода топлива, ниже приведено краткое описание электроэнергетики выбранных регионов, а также территории первой синхронной зоны и двух ценовых зон.

Электроэнергетика Мурманской области. Мурманская обл. не получает электроэнергию из-за своих пределов. Основной объем электроэнергии в 2020 г. (97,3 %) выработан на АЭС (57,1 %) и ГЭС (40,2 %). Доля ТЭС в структуре выработки электроэнергии составляет лишь 2,7 %. В структуре расхода топлива на производство электроэнергии на ТЭС преобладает каменный уголь (96,7 %). Также используется дизельное топливо (3,0 %) и топочный мазут (0,3 %).

Электроэнергетика Красноярского края. В 2020 г. на территории края было произведено 66 334,2 млн кВт•ч и только 1 591,6 млн кВт•ч получено из соседних региональных энергосистем. Основной объем электроэнергии поступил из Республики Хакасия – 62,5 % от общего объема полученной электроэнергии Иркутской обл. – 32,6 % и Тюменской обл. – 4,9 %. Основной объем электроэнергии (68,7 %) на территории края выработан на ГЭС, оставшиеся 31,3 % электроэнергии – на ТЭС.

В структуре расхода топлива на производство электроэнергии преобладает бурый уголь – 70,6 % и природный газ – 22,6 %.

Электроэнергетика Нижегородской области. Объем перетока электроэнергии в Нижегородскую обл. из других областей в 2020 г. составляет 12 749,5 млн кВт•ч и сопоставим с объемом производства электроэнергии внутри субъекта – 11 121,0 млн кВт•ч. Основной объем полученной электроэнергии (70,1 %) в 2020 г. поступил из Ульяновской обл., 24,9 % – из Костромской обл., 4,0 % из Чувашской Республики и 1,0 % – из Кировской обл.

Основной объем электроэнергии в Нижегородской обл. выработан на ТЭС (78,6 %). Оставшаяся часть электроэнергии (21,4 %) выработана на ГЭС.

Большая часть электроэнергии, произведенной в Ульяновской обл., выработана на теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) (90,7 %). Остальная часть электроэнергии выработана на двух Ульяновских ветроэлектростанциях (ВЭС) и электростанции Исследовательской ядерной установки (ИЯУ) Научно-исследовательского института атомных реакторов (НИИАР). На территории Костромской обл. 93,0 % электроэнергии произведена на государственной районной электростанции (ГРЭС), а оставшиеся 7,0 % – на ТЭЦ. В структуре расхода топлива на производство электроэнергии перечисленных субъектов преобладает природный газ: в Нижегородской обл. природный газ составляет 99,4 % от расхода топливно-энергетических ресурсов на производство электроэнергии, в Ульяновской обл. – 99,9 %, в Костромской обл. – 99,6 %.

Электроэнергетика первой синхронной зоны. Перетоки электроэнергии между синхронными зонами отсутствуют. Согласно Схеме и программе развития электроэнергетических систем России на 2024–2029 гг. больше половины (59,2 %) электроэнергии, произведенной в 2020 г. в первой синхронной зоне, выработано на ТЭС. На долю АЭС приходится 21,5 % выработанной электроэнергии, на ГЭС – 19,0 %, на ВИЭ – 0,3 %. Для выработки электроэнергии на ТЭС в основном используется природный газ – 64,4 % от общего расхода топлива на производство электроэнергии.

Электроэнергетика первой и второй ценовых зон. Между ценовыми зонами происходят незначительные перетоки электроэнергии. В первой ценовой зоне преобладают ТЭС, работающие на природном газе, а также АЭС, во второй – ГЭС, а также ТЭС, работающие на угле [11].

Результаты исследования и их обсуждение

Результаты расчета Региональных коэффициентов, а также значения Коэффициента выбросов CO₂ по первой синхронной зоне и Коэффициентов выбросов CO₂ по ценовым зонам, опубликованные на сайте АО «АТС», приведены в таблице.

Таблица

Результаты расчета Региональных коэффициентов

Показатели	Мурманская обл.	Красноярский край	Нижегородская обл.
Региональный коэффициент за 2020 г., рассчитанный по Методическим указаниям, кг CO ₂ /МВт•ч	11	252	322
Коэффициент выбросов CO ₂ по первой синхронной зоне за 2020 г., кг CO ₂ /МВт•ч	329	329	329
Коэффициент выбросов CO ₂ по соответствующей ценовой зоне за 2022 г., кг CO ₂ /МВт•ч (справочно)	321,5*	445,6**	321,5*

Примечания: *Мурманская и Нижегородская обл. входят в первую ценовую зону (Европа и Урал);

**Красноярский край входит во вторую ценовую зону (Сибирь)

Несмотря на то, что Мурманская обл., Красноярский край и Нижегородская обл. имеют значительные различия по показателям электробаланса, структуре производства электроэнергии по типам электростанций и структуре расхода топлива, они характеризуются одинаковым Коэффициентом выбросов CO₂ по первой синхронной зоне (329 кг CO₂/МВт•ч).

Коэффициенты выбросов CO₂ по первой и второй ценовым зонам сильно отличаются – 321,5 кг CO₂/МВт•ч и 445,6 кг CO₂/МВт•ч соответственно. Однако Мурманская и Нижегородская обл. характеризуются одним и тем же значением – 321,5 кг CO₂/МВт•ч, и, следовательно, коэффициенты по ценовым зонам также не отражают региональной специфики электроэнергетики.

Региональный коэффициент для Мурманской обл. за 2020 г. равен 11 кг CO₂/МВт•ч, что значительно ниже значения Коэффициента выбросов CO₂ по первой синхронной зоне за 2020 г. (329 кг CO₂/МВт•ч), а также Коэффициента выбросов CO₂ по первой ценовой зоне «Европа и Урал» за 2022 г. (321,5 кг CO₂/МВт•ч). Низкое значение рассчитанного Регионального коэффициента объясняется тем, что Мурманская обл. не получает электроэнергию из-за своих пределов. Соответственно, значение Регионального коэффициента полностью зависит от особенностей электроэнергетики данного субъекта. Основной объем электроэнергии (97,3 %) вырабатывается на АЭС и ГЭС Мурманской обл., то есть без сжигания топлива.

Значение Регионального коэффициента для Красноярского края составляет 252 кг CO₂/МВт•ч, что ниже значений Коэффициента выбросов CO₂ по первой синхронной зоне за 2020 г. (329 кг CO₂/МВт•ч) и Коэффициента выбросов CO₂ по второй ценовой зоне «Сибирь» за 2022 г. (445,6 кг CO₂/МВт•ч). Более низкое значение рассчитанного коэффициента объясняется тем, что Красноярский край получает из-за своих пределов незначительное количество электроэнергии. Значение Регионального коэффициента в основном зависит от особенностей электроэнергетики субъекта. Больше половины объема электроэнергии Красноярского края (68,7 %) вырабатывается на ГЭС, а на территории первой синхронной зоны без сжигания топлива (на АЭС, ГЭС и ВИЭ) вырабатывается только 40,8 % электроэнергии, на территории второй ценовой зоны – 50,7 %.

Значение Регионального коэффициента для Нижегородской обл. составляет 322 кг CO₂/МВт•ч и хорошо согласуется с Коэффициентом выбросов CO₂ по первой синхронной зоне за 2020 г. (329 кг CO₂/МВт•ч), а также коэффициентом выбросов CO₂ по первой ценовой зоне «Европа и Урал» за 2022 г. (322 кг CO₂/МВт•ч). Согласованность коэффициентов объясняется тем, что структура выработки электроэнергии по электростанциям и структура расхода топлива на выработку электроэнергии в Нижегородской обл. и субъектов, передающих ей электроэнергию, не имеет существенных отличий от аналогичных показателей по первой синхронной зоне и первой ценовой зоне, так как основной объем электроэнергии вырабатывается на ТЭС путем сжигания природного газа.

Заключение

Проведение корректных оценок косвенных энергетических выбросов позволяет предприятию более точно оценить свой углеродный след и получить более достоверную информацию, необходимую для разработки эффективных мер по управлению переходными климатическими рисками, что особенно важно для предприятий, потребляющих большие объемы электроэнергии.

Помимо объемов потребления электроэнергии существенное влияние на массу косвенных энергетических выбросов оказывает географическое положение предприятия и связанные с этим региональные особенности электроэнергетики (электробаланс, структура производства электроэнергии по типам электростанций и структура расхода топлива). Практика показывает, что электроэнергетика регионов может иметь значительные отличия и, как следствие, Региональные коэффициенты могут существенно отличаться от региона к региону.

Наиболее достоверные оценки косвенных энергетических выбросов можно получить на основе Региональных коэффициентов, рассчитанных по Методическим указаниям Минприроды, однако пользователи методики сталкиваются с проблемой труднодоступности, а иногда и отсутствия информации, необходимой для расчета.

Коэффициенты выбросов CO₂ по первой синхронной зоне и Коэффициенты выбросов CO₂ по ценовым зонам из-за широкого территориального охвата не отражают углеродоемкость электроэнергии на региональном уровне и в ряде случаев оказываются неинформативными. Данные коэффициенты могут использоваться только предприятиями, расположенными в тех регионах, характеристики производства электроэнергии которых не имеют существенных отличий от аналогичных показателей по первой синхронной зоне и ценовым зонам. В остальных случаях использование указанных коэффициентов может привести к значительным искажениям оценок косвенных энергетических выбросов.

Список источников

1. Логинова В.С. Подходы к учету переходных климатических рисков в стоимости компаний // Научные исследования экономического факультета. 2024. Т. 16. № 3 (53). С. 47–58.
2. Bolton P., Kacperczyk M. Do investors care about carbon risk? // Journal of Financial Economics. 2021. Vol. 142. № 2. P. 517–549.
3. Keen M., Parry I., Roaf J. Border carbon adjustments: rationale, design and impact // Fiscal Studies. 2022. Vol. 43. P. 209–234.
4. Пинаев В.Е., Ухова В.Н. Анализ физических и переходных рисков, связанных с изменением климата и обзор митигационных мероприятий в различных отраслях промышленности // Вестник евразийской науки. 2024. Т. 16. № 4.
5. Sundha P., Melkania U. Carbon footprinting: a tool for environmental management // International Journal of Agriculture // Environment and Biotechnology. 2016. № 9 (2). P. 247–257.
6. Ермакова М.С. Выбросы парниковых газов: раскладываем по полочкам // Экология производства. 2021. № 2 (199). С. 98–105.
7. Морозова И.А., Сёмова Е.В. Современные требования к учету косвенных выбросов парниковых газов организации // Стандарты и качество. 2022. № 8. С. 22–27.
8. Морозова И.А., Сёмова Е.В. Об основных методах количественного определения объема косвенных энергетических выбросов парниковых газов // Охрана атмосферного воздуха. Новые подходы и пути решения: сб. трудов к XXI Междунар. экологическому конгрессу «Атмосфера-2019». СПб.: Политех-Пресс, 2019. С. 129–138.
9. Fallahi Z., Plewe K., Smith A.D. Energy-related emissions from commercial buildings: Comparing methods for quantifying temporal indirect emissions associated with electricity purchases // Sustainable Energy Technologies and Assessments. 2018. Vol. 30. P. 150–163.
10. Атаев З.А. Структура единой энергосистемы России в постсоветский период // Известия Российской академии наук. Сер. географическая. 2023. Т. 87. № 3. С. 348–357.

11. Кахальников М.В., Сухарева Е.В., Рогалев Н.Д. Современная структура электроэнергетического рынка России // Экономические науки. 2018. № 167. С. 50–53.

References

1. Loginova V.S. Podhody k uchetu perekhodnyh klimaticeskikh riskov v stoitnosti kompanij // Nauchnye issledovaniya ekonomiceskogo fakul'teta. 2024. T. 16. № 3 (53). P. 47–58.
2. Bolton R., Kacperczyk M. Do investors care about carbon risk? // Journal of Financial Economics. 2021. Vol. 142. № 2. P. 517–549.
3. Keen M., Parry I., Roaf J. Border carbon adjustments: rationale, design and impact // Fiscal Studies. 2022. Vol. 43. P. 209–234.
4. Pinaev V.E., Uhova V.N. Analiz fizicheskikh i perekhodnyh riskov, svyazannyh s izmeneniem klimata i obzor mitigacionnyh meropriyatij v razlichnyh otrazlyah promyshlennosti // Vestnik evrazijskoj nauki. 2024. T. 16. № 4.
5. Sundha P., Melkania U. Carbon footprinting: a tool for environmental management // International Journal of Agriculture // Environment and Biotechnology. 2016. № 9 (2). P. 247–257.
6. Ermakova M.S. Vybrosy parnikovyh gazov: raskladyyvaem po polochkam // Ekologiya proizvodstva. 2021. № 2 (199). P. 98–105.
7. Morozova I.A., Semova E.V. Sovremennye trebovaniya k uchetu kosvennyh vybrosov parnikovyh gazov organizacii // Standarty i kachestvo. 2022. № 8. P. 22–27.
8. Morozova I.A., Syomova E.V. Ob osnovnyh metodah kolichestvennogo opredeleniya ob"ema kosvennyh energeticheskikh vybrosov parnikovyh gazov // Ohrana atmosfernogo vozduha. Novye podhody i puti resheniya: sb.trudov k XXI Mezhdunar. ekologicheskому kongressu «Atmosfera-2019». SPb.: Politekh-Press, 2019. P. 129–138.
9. Fallahi Z., Plewe K., Smith A.D. Energy-related emissions from commercial buildings: Comparing methods for quantifying temporal indirect emissions associated with electricity purchases // Sustainable Energy Technologies and Assessments. 2018. Vol. 30. P. 150–163.
10. Ataev Z.A. Struktura edinoj energosistemy Rossii v postsovetskij period // Izvestiya Rossijskoj akademii nauk. Ser. geograficheskaya. 2023. T. 87. № 3. P. 348–357.
11. Kahal'nikov M.V., Suhareva E.V., Rogalev N.D. Sovremennaya struktura elektroenergeticheskogo rynka Rossii // Ekonomicheskie nauki. 2018. № 167. P. 50–53.

Информация о статье:

Статья поступила в редакцию: 28.05.2025; одобрена после рецензирования: 05.06.2025;
принята к публикации: 03.07.2025

The information about article:

The article was submitted to the editorial office: 28.05.2025; approved after review: 05.06.2025;
accepted for publication: 03.07.2025

Информация об авторах:

Сёмова Екатерина Владимировна, научный сотрудник АО «НИИ Атмосфера» (194021, Санкт-Петербург, ул. Карбышева, д. 7), e-mail: semova.atm@yandex.ru, <https://orcid.org/0009-0000-9044-1114>,
SPIN-код: 1772-3453

Азаров Валерий Николаевич, заведующий кафедрой «Безопасность жизнедеятельности в строительстве и городском хозяйстве» Волгоградского государственного технического университета (400005, г. Волгоград, пр. им. Ленина, д. 28), доктор технических наук, профессор, e-mail: azarovpubl@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-0944-0232>, SPIN-код: 9887-0836

Information about the authors:

Syomova Ekaterina V., research scientist of JSC «SRI Atmosphere» (194021, Saint-Petersburg, Karbysheva str., 7), e-mail: semova.atm@yandex.ru, <https://orcid.org/0009-0000-9044-1114>, SPIN: 1772-3453
Azarov Valerij N., head of the department of life safety in construction and urban economy of Volgograd state technical university (400005, Volgograd, Lenin ave., 28), doctor of technical sciences, professor, e-mail: azarovpubl@mail.ru, <https://orcid.org/0000-0003-0944-0232>, SPIN: 9887-0836