

DOI: 10.26794/2304-022X-2025-15-4-6-19

УДК 338.4(571.6)(045)

JEL Q2, Q20

## Управление развитием альтернативной энергетики в регионах Дальнего Востока

О.И. Маликова, С.А. Сергеева

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Российская Федерация

### АННОТАЦИЯ

В статье рассматривается актуальная проблема выбора стратегии развития электроэнергетики, требующая эффективных решений в сфере государственного управления. Актуальность исследования обусловлена нарастающим дефицитом электроэнергии на Дальнем Востоке и необходимостью выбора пути развития генерации, учитывающего как экономическую эффективность, так и экологические императивы, включая риски углеродных налогов. **Задачей** исследования стало определение оптимальных для государственного регулирования подходов к развитию новой генерации, обеспечивающих баланс экономических затрат, надежность энергоснабжения и снижение углеродного следа. **Цель** состояла в разработке научно обоснованных критериев и механизмов по управлению инвестициями в новые объекты генерации на Дальнем Востоке. **Методология** основывалась на сравнительном сценарном анализе (рассматривались гибридный, традиционный, альтернативный сценарии) с применением расчета удельной стоимости электроэнергии на протяжении жизненного цикла проектов и оценке эколого-экономических последствий, включая потенциальные выплаты по механизмам регулирования углеродного следа. Было выявлено, что гибридный сценарий (сочетание традиционных источников, АЭС и ВИЭ) демонстрирует наилучшую экономическую эффективность и сокращение экологических рисков по сравнению с традиционной угольной генерацией. Сценарий с покрытием дефицита преимущественно возобновляемыми источниками энергии (альтернативный) оказался наиболее затратным. Полученные **результаты** и методика могут быть использованы федеральными и региональными органами власти, во-первых, с целью обоснования инвестиционных решений и создания программ развития энергетики Дальнего Востока; во-вторых, для формирования механизмов государственной поддержки и привлечения частных инвестиций в новую генерацию; в-третьих, для разработки мер по минимизации рисков, связанных с трансграничным углеродным регулированием.

**Ключевые слова:** энергетическая безопасность; углеродное регулирование; государственное регулирование энергетики; энергетическая политика; возобновляемые источники энергии; государственное субсидирование; эколого-экономическая эффективность

**Для цитирования:** Маликова О.И., Сергеева С.А. Управление развитием альтернативной энергетики в регионах Дальнего Востока. *Управленческие науки = Management Sciences*. 2025;15(4):6-19. DOI: 10.26794/2304-022X-2025-15-4-6-19

### ORIGINAL PAPER

## Managing the Development of Alternative Energy in the Far East Regions

O.I. Malikova, S.A. Sergeeva

Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

### ABSTRACT

This article addresses the critical challenge of selecting an electricity development strategy amidst power shortages and increasingly stringent global carbon regulation, necessitating effective public governance solutions. The urgency stems from electricity deficits in the Far East and the need to choose a generation development path balancing economic efficiency with environmental imperatives (including risks from carbon taxes like Carbon Border Adjustment Mechanism – European Commission (CBAM EU)). **The research objective** is to identify optimal approaches for public regulation in developing new generation capacity, ensuring a balance between economic costs, supply reliability, and carbon footprint reduction. **The research aim** is to develop scientifically grounded criteria and mechanisms for public authorities to manage investments

© Маликова О.И., Сергеева С.А., 2025

in new generation facilities in the Far East. **The methodology** employs comparative scenario analysis (hybrid, traditional, renewable scenarios), utilizing levelised cost of electricity (LCOE) calculations over project lifecycles and assessing environmental-economic consequences, including potential payments under carbon mechanisms. **Results** demonstrate that the hybrid scenario (combining traditional sources, nuclear power, and renewables) offers the best combination of economic efficiency (15% more cost-effective than a purely renewable scenario) and reduced environmental risks compared to traditional coal-based generation. The scenario relying predominantly on renewable energy sources to cover the deficit proved the most capital-intensive. **The findings** and the developed methodology hold practical value for federal and regional authorities in: scientifically substantiating investment decisions and developing regional energy development programs; formulating effective state support mechanisms to attract private investment in new generation capacity modernisation; developing preemptive measures to minimize economic risks associated with cross-border carbon regulation.

**Keywords:** energy security; carbon regulation; government regulation of power energy (sustainability); energy policy; renewable energy sources; government subsidies; environmental and economic efficiency

**For citation:** Malikova O.I., Sergeeva S.A. Managing the development of alternative energy in the Far East Regions. *Upravlencheskie nauki = Management Sciences*. 2025;15(4):6-19. DOI: 10.26794/2304-022X-2025-15-4-6-19

## ВВЕДЕНИЕ

В последние годы наиболее активно растущим сегментом мирового энергетического рынка стала возобновляемая энергетика. Регионами-лидерами с точки зрения ее развития стали европейские страны, США, Китай. В России объемы выработки электроэнергии за счет возобновляемых источников энергии (ВИЭ) с 2021 по 2025 г. выросли более чем в два раза<sup>1</sup>.

Стремительное развитие ВИЭ обусловлено рядом факторов:

- повышением эффективности установок по производству электроэнергии на базе солнечных панелей и ветрогенераторов<sup>2</sup>;
- энергодефицитностью ряда крупных потребителей. Сильнее всех ощущает нехватку энергии ЕС. Китай также является энергодефицитным, несмотря на значительные объемы как производства электроэнергии, так и добычи углеводородов;
- стремлением стран к энергетической независимости. Эта тенденция типична для ЕС;
- быстрым развитием системы трансграничного углеродного регулирования, введением пограничных углеродных налогов, в частности механизма *Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM EU)*<sup>3</sup>.

В складывающихся условиях успешное развитие возобновляемой энергетики становится одним из ключевых факторов повышения конкурентоспо-

собности национальной экономики. Способность производить электроэнергию без использования углеводородов и значительных выбросов CO<sub>2</sub> позволяет в перспективе избежать необходимости уплаты углеродных налогов и снизить затраты на добычу, транспортировку и покупку углеводородного сырья. Если стране удастся разработать оборудование для развития ВИЭ, внедрить его в производство и в идеале наладить экспорт, то она выигрывает не только за счет экономии от уплаты налогов и снижения затрат на добычу, но и путем косвенного влияния на страны-партнеры, закупаящие как это оборудование, так и программные продукты и технологии, позволяющие интегрировать объекты возобновляемой энергетики в единую сеть.

Однако при развитии возобновляемой и альтернативной энергетики возникает комплекс экономических и технологических проблем. Без соответствующих хранилищ энергии или дополнительных резервных генераторов (таких как газовые или атомные электростанции) полная зависимость от возобновляемых источников может приводить к частым перебоям в энергоснабжении и ставить под угрозу надежность энергетического комплекса, что дорого обходится экономике. Системы, полностью основанные на ВИЭ, зависят от переменной природы этих источников и сталкиваются, например, с такой серьезной технической и экономической проблемой, как нестабильная (низкая или чрезмерно высокая) электрогенерация солнечных и ветровых электростанций.

1. *Интервалы низкой генерации*. Выработка электроэнергии солнечными электростанциями сокращается ночью, а ветрогенераторами — в безветренные периоды. Проблемой также является сезонность. В зимние месяцы в некоторых регионах спрос на энергию максимальный, а солнечная

<sup>1</sup> Статистика ВИЭ. АРБЭ. URL: <https://rreda.ru/industry/statistics/> (дата обращения: 11.07.2025).

<sup>2</sup> Levelized Cost of Energy. URL: [https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-\\_vf.pdf](https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-_vf.pdf) (дата обращения: 11.07.2025.).

<sup>3</sup> Carbon Border Adjustment Mechanism. EC (official website). URL: [https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism\\_en](https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en) (дата обращения: 11.07.2025).

активность минимальна. В таких случаях для поддержания энергетической устойчивости наличие резервов становится необходимостью.

2. *Перегрузки в моменты перепроизводства.* Когда выработка превышает спрос (в солнечные или ветреные дни), избыточная энергия либо теряется, либо требует системы аккумулирования, что опять же связано с большими затратами.

К тому же возобновляемая энергетика не является «зеленой» по умолчанию — каждый проект требует тщательного анализа потенциальных негативных последствий. Изготовление оборудования, создание инфраструктуры и последующая утилизация требуют затрат энергии, что ведет к ненулевой эмиссии парниковых газов (например, для солнечной энергетики).

Хотя ВИЭ обычно квалифицируются как более экологически чистые, процессы их производства и установки обладают потенциалом негативного влияния на экосистемы — в частности, тех из них, что обеспечивают биологические ресурсы или чистоту воды, могут пострадать. Таким образом, принятие управленческих решений в области развития возобновляемой энергетики предполагает проведение предварительного комплексного анализа взаимосвязанных экономических, экологических и технологических проблем. Важен поиск баланса между использованием различных альтернативных источников, позволяющих сформировать стабильную энергосистему региона.

Настоящее исследование было направлено на разработку управленческих решений, обеспечивающих развитие альтернативной энергетики в условиях дефицита энергоресурсов в ряде российских регионов, в контексте усиленного внимания к экологическим проблемам и углеродному регулированию.

## МЕТОДОЛОГИЯ ИССЛЕДОВАНИЯ

В качестве методологической основы применялись системный, комплексный и сравнительный подходы, методы экономико-математического моделирования, экологического и экономического учета, прогноза, а также сценарный анализ.

В ходе работы использовались данные международных (ООН, Международное энергетическое агентство [МЭА], Межправительственная группа экспертов по изменению климата [IPCC], Международное агентство по возобновляемым источникам энергии [IRENA], Всемирный банк и др.) и национальных (Минэнерго, Росстат и др.) организаций,

ведущих деятельность в области энергетики и экологии. Дополнительно были задействованы материалы стандартов и стратегий в области развития альтернативной энергетики и охраны окружающей среды.

В рамках исследования обобщены результаты деятельности отечественных и зарубежных авторов в области управления развитием энергетики, оценки эффективности инвестиций в развитие ВИЭ с учетом расширения масштабов углеродного регулирования и роста внимания к экологическим проблемам.

Как за рубежом, так и в России будущее электроэнергетики связывается с ВИЭ<sup>4</sup>. Их развитие позволяет получить ряд преимуществ: обеспечить доступ к электроэнергии удаленным регионам, стимулировать экономический рост за счет внедрения новых технологий, снизить углеродный след и повысить конкурентоспособность энергоемкой продукции, создать новые рабочие места в высокотехнологичных отраслях [1–6].

Вместе с тем, несмотря на перспективность, деятельность в области возобновляемой энергетики сопряжена с рядом серьезных проблем прежде всего технологического и финансового плана<sup>5</sup>. Отсутствие технологий и опыта работы с новым оборудованием, нехватка инвестиций могут оказаться барьерами, сдерживающими успехи в использовании альтернативных источников энергии.

Развитие последних требует не только технологий и опыта, но и хорошей ресурсной базы. Процесс производства компонентов для солнечных панелей и ветрогенераторов подразумевает расходование значительных объемов минерального и другого сырья<sup>6</sup>. Это приводит к истощению природных богатств и создает угрозу для устойчивого развития, что можно рассматривать как «долгосрочные издер-

<sup>4</sup> IRENA Report: Global Energy Transformation. A Roadmap to 2050. URL: <https://www.irena.org/publications/2019/Apr/Global-energy-transformation-A-roadmap-to-2050-2019Edition> (дата обращения: 01.07.2025); Renewables Global Status Report. 2023. URL: [https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR\\_2023\\_GlobalOverview\\_Full\\_Report\\_with\\_endnotes\\_web.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR_2023_GlobalOverview_Full_Report_with_endnotes_web.pdf) (дата обращения: 01.07.2025).

<sup>5</sup> World Bank — Scaling Up to Phase Down: Renewable Energy Transition in Emerging Markets. URL: <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2023/04/20/scaling-up-to-phase-down-financing-energy-transition-in-developing-countries> (дата обращения: 01.07.2025).

<sup>6</sup> IEA — International Energy Agency. The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions. 2021. URL: <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions> (дата обращения: 01.07.2025).

жки» для экономики. В свою очередь, использование редких минералов способно повысить себестоимость производства и вызвать волатильность на рынке сырья, и это также подчеркивает важность анализа циклов жизни продуктов и концепции циклической экономики. В ходе изготовления оборудования для ВИЭ возникает проблема переноса загрязнения — в регионах, использующих ВИЭ, экологические издержки невелики, но территории, где происходит добыча сырья и производятся комплектующие для ВИЭ, страдают от значительного экологического ущерба [7].

### Методологические подходы к оценке эколого-экономической эффективности проектов в области возобновляемой энергетики

Сложность и многоаспектность вопросов, связанных с развитием ВИЭ, требует тщательного анализа целесообразности принятия тех или иных управленческих решений. Проблемы оправданности вложений в развитие ВИЭ рассматривались в исследованиях Международного энергетического агентства, Агентства по развитию возобновляемых источников энергии и др.<sup>7</sup>. В современных научных работах отмечается, что при рассмотрении проектов, связанных с ВИЭ, следует оценивать их эффективность с точки зрения снижения углеродных выбросов и повышения устойчивости к катастрофам на основании таких параметров, как:

- *Объем сэкономленной углеродной эмиссии* — сравнение углеродных выбросов от традиционных источников и от ВИЭ [8].
- *Углеродный след жизненного цикла* — учет всех этапов: от создания технологий ВИЭ до их эксплуатации и утилизации [9].
- *Долгосрочные цели* — определение соответствия выбранной энергетической стратегии целям по сокращению углеродных выбросов на национальном и глобальном уровнях [10].

При оценке эффективности применения ВИЭ ключевым фактором является экономическая целесообразность, подразумевающая такие аспекты, как финансовая выгода, доступность технологий, стоимость внедрения, а также долгосрочные послед-

ствия для инвесторов и общества в целом. Широкий спектр методов включает оценку жизненного цикла (LCA)<sup>8</sup> и возобновляемости ресурсов, экономический анализ проектов с учетом их финансовых и социальных аспектов и многие другие [11, 12].

Академик РАЕН и РЭА С.Н. Бобылев акцентирует внимание на необходимости учитывать не только экономическую эффективность ВИЭ, но и их экологическое воздействие [13]. IRENA для оценки ВИЭ применяет различные варианты подходов, методов и моделей эколого-экономической эффективности развития<sup>9</sup>, что позволяет создавать всестороннюю картину их воздействия как на экономику, так и на окружающую среду (табл. 1).

В рамках нашего исследования вычисления строились на основе метода расчета чистой приведенной стоимости удельных затрат электроэнергии (LCOE) с учетом международного опыта и специфики развития региональных энергетических систем России. При этом использовалась следующая формула:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}},$$

где  $I_t$  — инвестиционные затраты в год  $t$ ;  $M_t$  — операционные затраты и затраты на содержание в год  $t$ ;  $F_t$  — затраты на топливо в год  $t$ ;  $E_t$  — производство электроэнергии в год  $t$ ;  $r$  — ставка дисконтирования;  $n$  — жизненный цикл системы.

Преимуществом показателя LCOE является возможность с его помощью учитывать себестоимость производства электричества и возмещение капитальных и операционных затрат на функционирование генерирующих объектов на протяжении

<sup>8</sup> ISO 14040:2006. Environmental Management — Life Cycle Assessment — Principles and Framework. URL: <https://www.iso.org/standard/37456.html>

<sup>9</sup> Renewable Power Generation Costs in 2021. IRENA. URL: [https://www.connaissancedesenergies.org/sites/connaissancedesenergies.org/files/pdf-pt-vue/IRENA\\_Power\\_Generation\\_Costs\\_2021\\_.pdf](https://www.connaissancedesenergies.org/sites/connaissancedesenergies.org/files/pdf-pt-vue/IRENA_Power_Generation_Costs_2021_.pdf) (дата обращения: 08.07.2025); Global Renewables Outlook: Energy Transformation 2050. IRENA. URL: <https://www.irena.org/publications/2020/Apr/Global-Renewables-Outlook-2020> (дата обращения: 08.07.2025); Renewable Energy Benefits: Measuring the Economics. IRENA. URL: [https://www.cire.pl/pliki/1/irena\\_measuringtheeconomics\\_2016.pdf](https://www.cire.pl/pliki/1/irena_measuringtheeconomics_2016.pdf) (дата обращения: 08.07.2025); Reaching Zero with Renewables Capturing Carbon. IRENA. URL: [https://www.irena.org/-/media/Irena/Files/Technical-papers/IRENA\\_Capturing\\_Carbon\\_2021.pdf](https://www.irena.org/-/media/Irena/Files/Technical-papers/IRENA_Capturing_Carbon_2021.pdf)

<sup>7</sup> Projected Costs of Generating Electricity IEA. 2020. URL: <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020> (дата обращения: 08.07.2025); SIDS Lighthouses Initiative. Progress and way forward. IRENA. 2021. URL: [https://islands.irena.org/-/media/Sids/Files/Publications/200121\\_IRENA\\_SIDS\\_Brochure\\_2021\\_1P.pdf](https://islands.irena.org/-/media/Sids/Files/Publications/200121_IRENA_SIDS_Brochure_2021_1P.pdf) (дата обращения: 08.07.2025).



Таблица 1 / Table 1

**Подходы IRENA к оценке эколого-экономической эффективности развития ВИЭ /  
IRENA Approaches to Assessing the Environmental and Economic Efficiency of Renewable Energy Development**

Метод / Method	Инструменты / Tools	Описание подхода / Description of the approach
Оценка нормированной стоимости электроэнергии	$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}},$ <p>где  <math>E_t</math> – произведенная энергия в год <math>t</math>;  <math>r</math> – ставка дисконтирования;  <math>n</math> – срок службы проекта;  <math>M_t</math> – операционные затраты и затраты на содержание в год <math>t</math>;  <math>F_t</math> – затраты на топливо в год</p>	LCOE представляет собой основной показатель, который IRENA использует для оценки стоимости генерации электроэнергии из ВИЭ. Он рассчитывается как сумма всех затрат (капитальных, операционных, топливных и т.д.), поделенная на общий объем произведенной энергии за весь период эксплуатации проекта
Коэффициент возвращаемости энергии	$EROI = \frac{E_{\text{полученная}}}{E_{\text{затраченная}}},$ <p>где  <math>E_{\text{полученная}}</math> – количество энергии, полученной от энергетической системы, Дж или квт/ч;  <math>E_{\text{затраченная}}</math> – количество энергии, затраченной на извлечение, производство и распределение этой энергии, Дж или квт/ч.</p>	EROI применяется для количественной оценки энергетической эффективности различных технологий ВИЭ, конвертируя энергетические инвестиции в преимущества
Анализ жизненного цикла	Анализ воздействия на окружающую среду на этапе получения сырья. Оценка выбросов и отходов в процессе производства оборудования для ВИЭ. Анализ экологических воздействий во время работы установок. Оценка воздействия на окружающую среду в конце жизненного цикла	LCA олицетворяет систематический подход к оценке всех экологических аспектов и потенциальных воздействий ВИЭ на окружающую среду на протяжении жизненного цикла продукта или технологии
Оценка углеродного следа	$\text{Carbon Footprint} = \sum_{i=1}^n (E_i \cdot EF_i),$ <p>где  <math>E_i</math> – объем энергии, производимой или потребляемой из <math>i</math>-го источника;  <math>EF_i</math> – углеродный эквивалент (выбросы <math>\text{CO}_2</math> на единицу энергии) для <math>i</math>-го источника;  <math>n</math> – количество различных источников энергии</p>	IRENA активно применяет метод оценки углеродного следа для анализа количества выбросов углекислого газа ( $\text{CO}_2$ ) и других парниковых газов, связанных с производством и использованием энергии из ВИЭ, позволяющий оценить, насколько внедрение ВИЭ может помочь в снижении общего углеродного следа энергетической системы
Модели оценки устойчивого развития	<b>REMA (Renewable Energy Mapping and Assessment)</b>	Данная модель позволяет оценить потенциал возобновляемых источников энергии в определенном регионе с учетом природных ресурсов и существующей инфраструктуры
	<b>REI (Renewable Energy Index)</b>	Индекс, который дает возможность сравнивать и оценивать как прогресс стран в сфере использования возобновляемых источников энергии, так и их вклад в устойчивое развитие
	<b>RAP (Renewable Energy Policy Assessment)</b>	Модель, позволяющая анализировать и оценивать политику в области возобновляемой энергии и ее влияние на экономику и социальные аспекты
	<b>SEIA (Sustainable Energy Impact Assessment)</b>	Обеспечивает оценку воздействия устойчивой энергетики на экологические, социальные и экономические компоненты устойчивого развития

Источник/ Source: составлено авторами / Compiled by the authors.

всего их жизненного цикла — от проектирования и строительства до вывода из производственного процесса.

На основе расчетов и системного анализа проблем развития энергетического комплекса Дальнего Востока были разработаны рекомендации для других субъектов-РФ

## РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

В связи с проблемой дефицита электроэнергии, особенно в регионах Дальнего Востока, возникает вопрос о выборе оптимальной стратегии строительства новых энергообъектов. Какие варианты предпочтительнее с экономической и экологической точек зрения — строительство новых объектов электрогенерации (в частности, на базе ВИЭ и атомных электростанций) или модернизация старых, уже существующих (в том числе работающих на местном угле).

В исследовании были выполнены прогнозные расчеты удельных затрат на интеграцию каждого нового кВт·ч в энергетическую систему Дальнего Востока в рамках трех возможных сценариев развития энергетического рынка:

- гибридного, предполагающего использование и традиционных, и альтернативных источников (Сценарий А);
- традиционного — в этом случае новые АЭС и ВИЭ не вводятся (Сценарий Б);
- альтернативного с участием исключительно возобновляемых источников энергии — ветровых (ВЭС) и солнечных (СЭС) электростанций (Сценарий В).

Для оценки *инвестиционных затрат* использовались удельные капитальные затраты на строительство нового объекта генерации в расчете на 1 МВт установленной мощности, включая издержки на сетевую инфраструктуру и сопутствующие мероприятия (в том числе облагораживание и рекультивацию территории для строительства водохранилищ, социальных объектов, топливной инфраструктуры). Вычисления основывались на базовых показателях удельных капитальных затрат, рассчитанных для генеральной схемы<sup>10</sup> (рис. 1). Возмещение капитальных затрат формируется на основе аннуитизированного платежа по номинальной доходности.

Для определения *операционных затрат и затрат на содержание* также применялись данные генеральной схемы размещения объектов электроэнергии<sup>11</sup> (рис. 2).

При оценке *затрат на топливо* использовался удельный расход топлива (УРУТ) исходя из типовых значений для имеющегося на станциях объединенной энергетической системы Востока (ОЭС Восток) состава оборудования: для угольной

<sup>10</sup> Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 г. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.12.2024 № 4153-р. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202501090002?index=1>

<sup>11</sup> Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.12.2024 № 4153-р. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202501090002?index=1> (дата обращения 07.07.2025 г.).

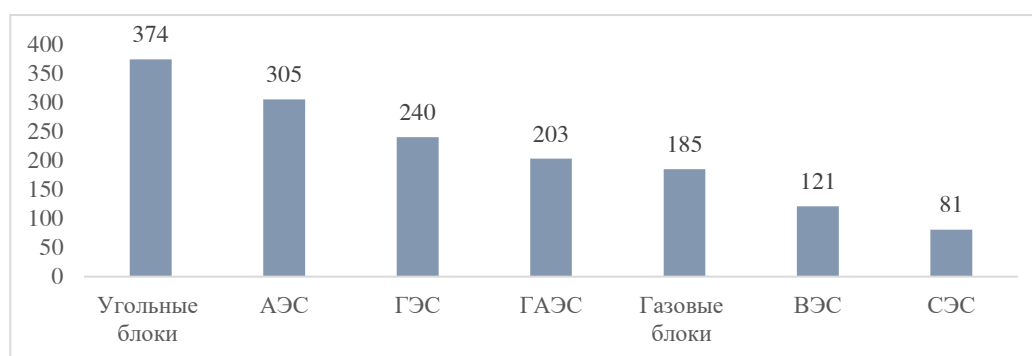


Рис. 1 / Fig. 1. Удельные капитальные затраты генерирующих объектов в ценах 2023 г., млн руб./МВт / Specific Capital Costs of Generating Facilities (in 2023 prices, million Rubles/MW)

Источник/ Source: составлено авторами по данным Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 г., утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.12.2024 № 4153-р. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202501090002?index=1> / Compiled by the authors based on the General Scheme for the Placement of Electric Power Facilities until 2042, approved by the Order of the Government of the Russian Federation dated 30.12.2024 No. 4153-р.

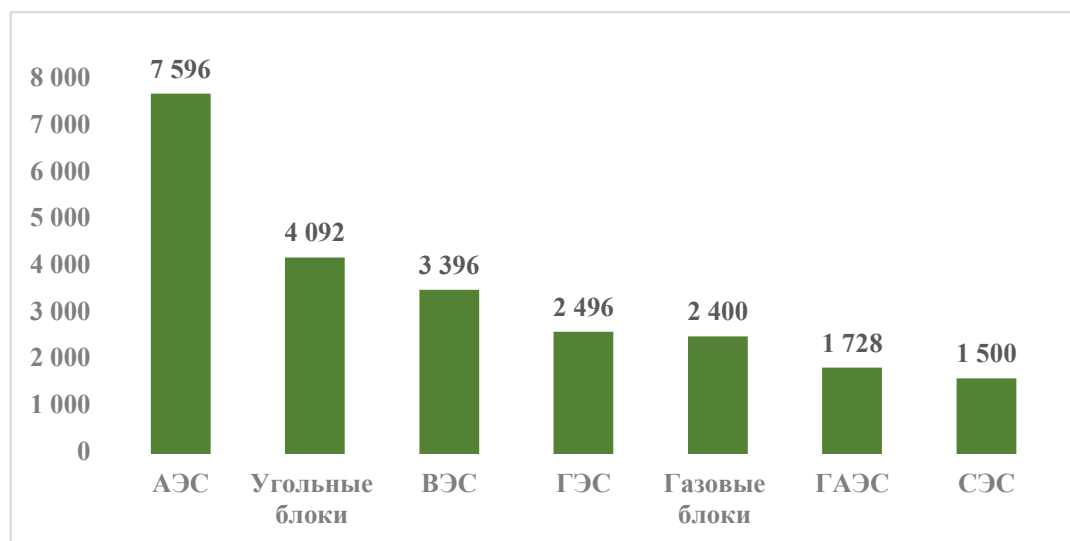


Рис. 2 / Fig. 2. Условно-постоянные затраты генерирующих объектов в ценах 2023 г., млн руб./МВт/г. /  
Conditionally Fixed Costs of Generating Facilities (in 2023 prices, million rubles/MW/year)

Источник/ Source: составлено авторами по данным Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 г., утвержденной распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.12.2024 № 4153-р. URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202501090002?index=1> / Compiled by the authors based on the General Scheme for the Placement of Electric Power Facilities until 2042, approved by the Order of the Government of the Russian Federation dated 30.12.2024 No. 4153-r.

генерации — 353 т.у.т/кВт·ч и газовой генерации — 320 т.у.т/ кВт·ч. Цена на уголь сформирована на основе нетбэк угольного разреза от среднего за последние 10 лет индикатора FOB Vostochny 6000 (64 долл. за тонну) с учетом текущих тарифов ж/д перевозки и курса доллара. Цена на газ установлена в соответствии с приказами ФАС по тарифам для Газпрома в регионах и газораспределительных организаций (ГРО), тарифам для конечных потребителей (ПССУ) и специальной надбавки к тарифам на услуги по транспортировке.

Ставка дисконтирования — долгосрочная доходность ОФЗ — 6,1%, а базовая норма доходности — 14%; таким образом, целевая норма доходности составит 11,5%;

Ниже представлены сценарии трех вариантов расчета LCOE (табл. 2).

Согласно балансу электрической энергии генеральной схемы, к 2042 г. дополнительная выработка должна достигнуть уровня не менее 35 млрд кВт·ч., и результат реализации каждого сценария обязан удовлетворять этому условию. Также в расчете нельзя исключить ввод трех новых противопаводковых ГЭС в Амурской области (установленная мощность 1404 МВт). Помимо этого, необходимо отметить особенность работы ВЭС и СЭС (а именно, суточные колебания выработки электроэнергии) в зависимости от климатических условий. Поэтому наиболее предпочтительным вариантом является

синергия ВЭС или СЭС с ГЭС и ГАЭС<sup>12</sup>. Такие источники могут стать естественными аккумуляторами для данного типа генерации, способными компенсировать суточные потери в выработке [14]. С другой стороны, в маловодные периоды генерация ВИЭ может компенсировать недостаток электроэнергии, получаемой от ГЭС и ГАЭС. Соответственно, для баланса выработки в сценарий включено строительство ГАЭС мощностью 1 000 МВт.

Расчеты показали, что Сценарий А (гибридный) оказался наиболее перспективным и демонстрирующим лучшие экономические показатели. Удельная стоимость электроэнергии при его реализации составила 12 689 руб./кВт·ч., что на 15% ниже, чем в рамках Сценария В (традиционного) — 14 612 руб./кВт·ч. Разница в стоимости инвестиций между Сценариями А и В составляет 20%. При этом прогнозируемый объем выработки новой электроэнергии одинаковый.

Производство за счет традиционных источников энергии все еще остается наиболее экономически эффективным (11 968 руб./кВт·ч.) как для потребителей, так и для экономики в целом, но при условии игнорирования экологических последствий угольной электрогенерации.

Сценарий В (альтернативный) оказался значительным финансовым бременем для экономики, особенно в краткосрочной перспективе. Стоимость

<sup>12</sup> ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция.

Таблица 2 / Table 2

## Сценарные условия расчета LCOE / Scenario Conditions for Calculating LCOE

Тип генерации / Generation Type	Ед. изм / Units	Гибридный Сценарий (Сценарий А) / Hybrid Scenario (Scenario A)	Традиционный сценарий (Сценарий Б) / Traditional Scenario (Scenario B)	Альтернативный сценарий (Сценарий В) / Alternative Scenario (Scenario C)
АЭС	МВт	3 200	0	2 400
ГЭС	МВт	1 864	1 404	1 404
ГАЭС	МВт	600	0	1 000
ТЭС	МВт	2 176	6 500	2 230
ВЭС, СЭС	МВт	2 200	0	10 500
<b>ИТОГО</b>	МВт	<b>10 040</b>	<b>7 904</b>	<b>17 534</b>

Источник/ Source: составлено авторами / Compiled by the authors.

каждого нового кВт·ч электроэнергии составила 14 612 руб. Несмотря на быстрое удешевление технологий ВИЭ — таких, как солнечные панели или ветряные турбины, переход на полностью «зеленую» энергосистему требует больших инвестиций как в инфраструктуру, так и решения для хранения энергии и перестройку энергетического рынка (табл. 3).

Вместе с тем результаты могут измениться, если более полно учитывать экологическую составляющую. Ввод в энергобаланс оборудования, работаю-

щего на ВИЭ, как минимум предполагает снижение риска уплаты углеродного налога.

А при полном расчете всех экологических и социальных эффектов следует принимать во внимание следующие положительные эффекты от сокращения выбросов загрязняющих веществ и улучшения экологической ситуации: падение заболеваемости населения; повышение качества почв; снижение ущерба для лесных массивов, влияющего на биоразнообразие; уменьшение потерь, связанных с ускоренным износом конструкций (воздействие кислотных дождей) и т.д.

Таблица 3 / Table 3

## Результаты расчета LCOE в трех сценариях / Results of LCOE Calculation in Three Scenarios

Тип генерации / Generation Type	Сценарии / Scenarios								
	А / А	Б / В	В / С	А / А	Б / В	В / С	А / А	Б / В	В / С
	Выработка электроэнергии в 2042 г., млн кВт·ч			Инвестиции, млрд руб.			LCOE, руб./МВт·ч		
АЭС	22 426	0	15 558	976	0	732	12 501	0	13 515
ГЭС	7 169	5 658	5 289	446	337	337	14 526	13 895	14 864
ТЭС (уголь)	2 456	13 140	639	244	935	273	24 336	18 477	92 692
ТЭС (газ)	8 945	25 930	8 541	282	740	277	8 877	8 249	9 081
ВИЭ	4 730	0	11 388	218	0	788	9 474	0	14 210
СЭС	526	0	4 555	33	0	325	12 106	0	13 969
ГАЭС	1 051	0	1 489	122	0	203	24 137	0	28 397
<b>Итого</b>	<b>47 303</b>	<b>44 727</b>	<b>47 539</b>	<b>2 320</b>	<b>2 012</b>	<b>2 935</b>	<b>12 689</b>	<b>11 968</b>	<b>14 612</b>

Источник/ Source: составлено авторами / Compiled by the authors.



Таблица 4 / Table 4

Ежегодный объем выбросов CO<sub>2</sub> в трех сценариях / Annual CO<sub>2</sub> Emissions in Three Scenarios

Тип генерации / Generation type	Единица измерения / Unit of measurement	Сценарии / Scenarios		
		A / A	B / B	B / C
АЭС	т CO <sub>2</sub> /год	252 288	0	189 216
ГЭС	т CO <sub>2</sub> /год	0	0	0
ГАЭС	т CO <sub>2</sub> /год	0	0	0
ТЭС	т CO <sub>2</sub> /год	11 151 130	33 309 900	11 427 858
ВЭС, СЭС	т CO <sub>2</sub> /год	144 540	0	689 850
<b>ИТОГО</b>		<b>11 547 958</b>	<b>33 309 900</b>	<b>12 306 924</b>

Источник / Source: составлено авторами / Compiled by the authors.

В настоящем исследовании экологические эффекты рассматривались с точки зрения денежной оценки выбросов CO<sub>2</sub>, что в современных условиях считается наиболее востребованным и признанным методом определения положительного влияния развития альтернативной энергетики. В каждом из сценариев были проанализированы потенциальные объемы выбросов углеродного газа (табл. 4), а результаты переведены в денежный эквивалент.

Основные подходы к оценке эмиссии CO<sub>2</sub> включают использование углеродного налога

(англ. *carbon tax*) или системы торговли выбросами (англ. *emissions trading system, ETS*).

Итоги расчетов эколого-экономической эффективности, выполненные с помощью таких механизмов, как применение углеродного налога и торговля квотами на выбросы, представлены на рис. 3. С одной стороны, определен потенциальный налог на выбросы CO<sub>2</sub> в Федеральный бюджет, а с другой — дополнительная стоимость квот для данного рынка.

Также был проведен анализ экономического ущерба, связанного с выпуском одной дополни-

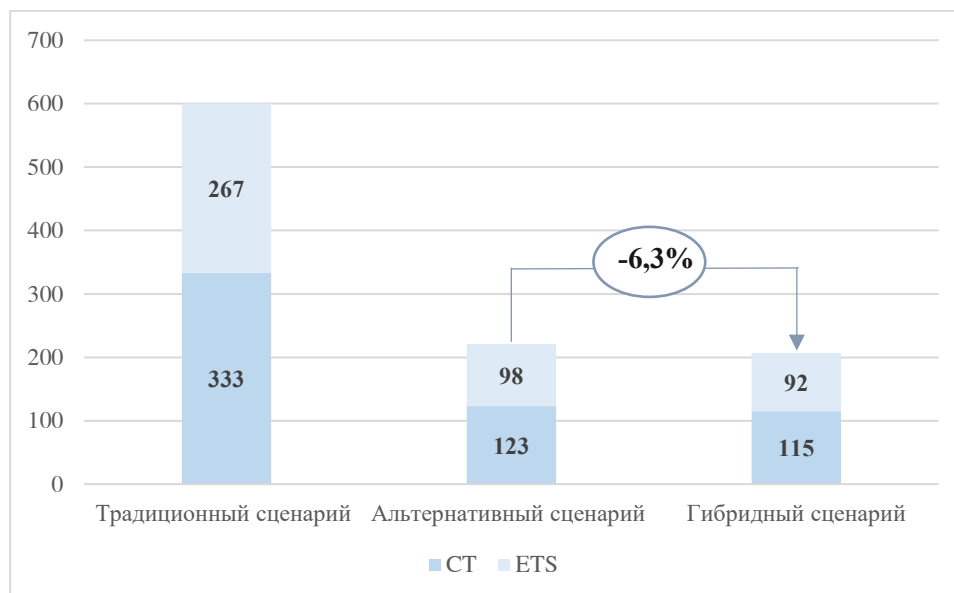


Рис. 3 / Fig. 3. Эколого-экономическая оценка выбросов CO<sub>2</sub>, полученная с учетом углеродного налога и торговли квотами на выбросы, млн долл. США / Environmental and Economic Assessment of CO<sub>2</sub> Emissions Obtained Taking into Account Carbon Tax and Emissions Trading, million US dollars

Источник / Source: составлено авторами / Compiled by the authors.

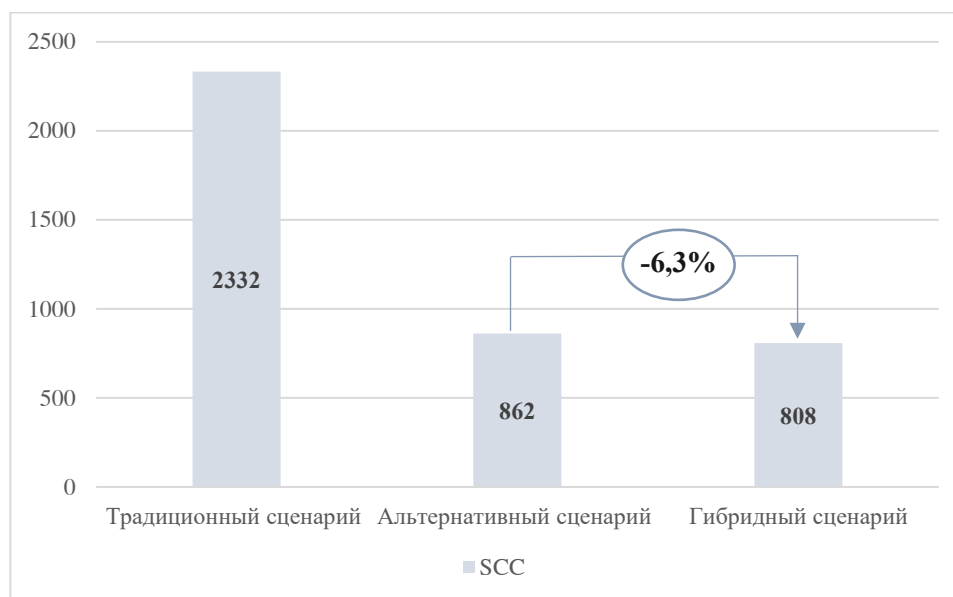


Рис. 4 / Fig. 4. Оценка долгосрочных экологических и экономических последствий изменения климата — социальная стоимость углерода (Social Cost of Carbon, SCC), млн долл. США / Assessing the Long-Term Environmental and Economic Impacts of Climate Change (Social Cost of Carbon), million US dollars

Источник/ Source: составлено авторами / Compiled by the authors.

тельной тонны CO<sub>2</sub> в атмосферу по методу оценки социальной стоимости углерода (SCC), который учитывает влияние CO<sub>2</sub> на изменение климата, экономику, здоровье, сельское хозяйство и экосистемы (рис. 4).

Расчеты показали, что при прочих равных условиях и сфокусированности исключительно на приросте эмиссий, выбор между Гибридным (А) и Альтернативным (В) сценариями не демонстрирует кардинальных преимуществ одного над другим в экологическом аспекте, что позволяет предположить большую значимость экономических факторов, в частности объема инвестиций, при принятии стратегических решений о векторе развития энергетики региона, не опасаясь существенного непропорционального увеличения экологической нагрузки по данному показателю. Традиционный сценарий (В) без внедрения новых технологий, в частности использования высококачественных угольных фильтров, по экологическим параметрам оказывается наименее предпочтительным.

Однако на практике в силу дефицита передовых технологий и опыта работы с ними; инвестиционных ресурсов; отсутствия собственных доступных местных запасов угля; незначительной занятости населения в угледобывающей промышленности, а также некоторых особенностей организационно-экономического механизма управления энер-

гетическим комплексом при решении вопроса об увеличении мощностей предпочтение нередко отдается энергетическим объектам, работающим на традиционном углеводородном топливе (и иногда — на местном буром высокосернистом угле) [15–17].

#### Рекомендации по совершенствованию механизма управления инвестициями в электроэнергетике в условиях энергоперехода

С учетом экологической небезопасности угольных ТЭЦ и ТЭС, а также тренда ускоренного развития возобновляемой энергетики, обеспечивающего конкурентные преимущества в будущем, авторами настоящей статьи предлагается ряд рекомендаций в области совершенствования организационно-экономического механизма управления.

Существующие варианты привлечения инвестиций в проекты, связанные с электроэнергетикой, обладают рядом недостатков. Во-первых, применение строго квотированного подхода и отсутствие прямой ценовой состязательности между различными технологиями генерации снижают экономические стимулы к оптимизации капитальных вложений. Во-вторых, приоритеты при распределении новых мощностей зачастую определяются задачами смежного машиностроительного сектора, а не фактическими потребностями

региональных энергосистем. В-третьих, программы поддержки гидро- и атомной генераций реализуются вне конкурентных процедур, что ограничивает предпосылки для снижения удельных затрат. В-четвертых, высокая капиталоемкость данных технологий затрудняет их прямое ценовое сопоставление с тепловой генерацией и ВИЭ в рамках действующих рыночных моделей. В-пятых, сложившаяся система отбора способствует консервации существующей структуры генерирующих активов, ограничивая потенциал уменьшения конечной цены на электроэнергию. Все вышеперечисленные факторы создают барьеры как для адаптации отрасли к существующей климатической повестке, так и эффективного внедрения альтернативной генерации.

Ситуацию может изменить корректировка механизма привлечения инвестиций. Важна реализация следующих мер:

- регулярное (раз в несколько лет) проведение конкурса; его стабильные условия, понятные правила определения спроса и предложения позволят привлечь большее число заявок;
- планомерное развитие машиностроительной отрасли и энергостроительных организаций;
- отбор только конкурентоспособных генерирующих объектов из имеющихся на рынке;
- определение объема новых мощностей исходя из потребности энергосистемы, а не искусственной квоты;
- учет существования мощности, обеспечивающей регулирование работы новых объектов ВИЭ; проекты ВИЭ при этом будут реализовываться в регионах с достаточным объемом регуляции;
- обеспечение конкуренции проектов, подразумевающих эксплуатации ВИЭ, с другими предложениями.

Способствовать устранению вышеперечисленных недостатков может и новый механизм конкурсного отбора проектов для энергетической отрасли, который объединит преимущества уже существующих вариантов возврата инвестиций с нововведениями в виде экологических ограничений и интеграции площадок по торговле углеродными единицами. Учет экологической составляющей ввиду возможного будущего введения углеродных налогов представляется исключительно важным для обеспечения конкурентоспособности промышленной продукции.

Ключевую роль в реализации комплекса мер по совершенствованию механизмов управления

и привлечения инвестиций в развитие энергетического комплекса должно играть Минэнерго России. Именно оно создает нормативно-правовую базу для конкурсного отбора проектов, основанных на критериях эффективности и минимизации углеродного следа, а также на долгосрочном планировании и мониторинге. Параллельно Минэкономразвитию России следует обеспечивать формирование и функционирование рынка углеродных единиц (включая его инфраструктуру и регуляторные основы) и создавать благоприятный инвестиционный климат. Со стороны энергетических компаний требуется разработка конкурентоспособных стратегий в русле низкоуглеродной экономики с соответствующим технико-экономическим обоснованием и их интеграция в углеродный рынок через внедрение систем мониторинга выбросов (MRV). Такой комплексный подход будет стимулировать «зеленую» модернизацию отрасли на основе прозрачных и экономически обоснованных критериев и обеспечит ее соответствие мировым трендам.

## ВЫВОДЫ

Надежное снабжение экономики недорогой и экологически чистой электроэнергией является одной из стратегических задач, способствующих достижению устойчивого развития. Для России, рискующей столкнуться в ближайшие годы с проблемами электроснабжения (что особенно актуально для регионов Дальнего востока), вопрос о вариантах привлечения инвестиций в расширение энергосистемы становится остроактуальным. Результаты проведенного исследования показали целесообразность развития энергетической системы Дальнего Востока в кратко- и среднесрочной перспективе как на базе альтернативных источников энергии (использование ВИЭ и строительство новых атомных электростанций), так и путем традиционной, но модернизированной угольной электрогенерации. В ходе работы учитывались экологические параметры, в частности выбросы CO<sub>2</sub>, способные в ближайшие годы значительно менять экономику проектов за счет введения углеродных налогов.

Авторами статьи предложен ряд рекомендаций по совершенствованию системы управления и привлечения инвестиций в энергетический комплекс, в частности, мониторинг эффективности новых энергетических объектов; взаимоувязанное

развитие энергетики и энергомашиностроительного комплексов; совершенствование механизма конкурсного отбора проектов для энергетической отрасли и др.

В ближайшие годы проблемы управления электроэнергетикой будут в центре внимания российских и зарубежных ученых. Приведенные результаты расчетов еще раз подчеркнули важность и перспективность дальнейших исследований эколого-экономических аспектов развития энергетических систем. Внедрение многими странами углеродных налогов (СВАМ ЕУ, углеродные налоги в Китае и др.) заметно изменит ситуацию в отрасли. Выбросы парниковых газов, в частности

CO<sub>2</sub>, — далеко не единственный отрицательный экологический эффект, сопровождающий деятельность энергетических систем. По мере расширения масштабов возобновляемой энергетики все большее значение будут приобретать проблемы переноса грязных производств в третьи страны, отчуждения больших территорий и изменения их экосистем, ресурсного обеспечения энергетической отрасли и энергетического машиностроения. Изменение конфигурации, формирование новой внутренней экосистемы электроэнергетики под влиянием современных технологий и роста внимания к проблемам сохранения окружающей среды окажутся в центре внимания специалистов.

### СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. Бобылёв С.Н. Новые модели экономики и индикаторы устойчивого развития. *Экономическое возрождение России*. 2019;(3):23–29.
2. Бобылев С.Н., Барабошкина А.В., Курдин А.А., Яковлева Е.Ю., Бубнов А.С. Национальные цели развития России и ключевые индикаторы устойчивости. *Вестник Московского университета. Серия 6: Экономика*. 2025;(1):40–59. DOI: 10.55959/MSU 0130-0105-6-60-1-3
3. Башмаков И.А. Стратегия низкоуглеродного развития российской экономики. *Вопросы экономики*. 2020;(7):51–74. DOI: 10.32609/0042-8736-2020-7-51-74
4. Башмаков И.А. Интегрированное планирование энергетических ресурсов в электроэнергетике. *Энергосбережение*. 2009;(7):20–30.
5. Порфирьев Б.Н. Парадигма низкоуглеродного развития и стратегия снижения рисков климатических изменений для экономики. *Проблемы прогнозирования*. 2019;(2):3–13.
6. Порфирьев Б.Н., Широков А.А., Колпаков А.Ю. Стратегия низкоуглеродного развития: перспективы для экономики России. *Мировая экономика и международные отношения*. 2020;64(9):15–25. DOI: 10.20542/0131-2227-2020-64-9-15-25
7. Ляпина А.А. Некоторые вопросы отражения процессов глобализации в макроэкономических расчетах. *Вопросы статистики*. 2018;25(7):62–71.
8. Газман В.Д. Экономическая оценка выбросов CO<sub>2</sub> в экологическом разделе ESG. *Экономический журнал Высшей школы экономики*. 2022;26(4):579–597. DOI: 10.17323/1813-8691-2022-26-4-579-597
9. Шигина А., Хоршев А., Веселов Ф. Оценка экологического воздействия жизненного цикла электростанций при разработке сценариев низкоуглеродной трансформации электроэнергетики России. *Энергетическая политика*. 2024;(12):56–73. DOI: 10.46920/2409-5516\_2024\_12203\_56
10. Башмаков И.А. Основная развилка на траекториях достижения углеродной нейтральности. *Энергосбережение*. 2024;(1):10–17.
11. Mälkki E., Alanne K. An overview of life cycle assessment (LCA) and research-based teaching in renewable and sustainable energy education. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017;69:218–231. DOI: 10.1016/j.rser.2016.11.176
12. Islam M.T., Abdul Qadir S., Ali A., Waseem Khan M. Economic and environmental impact assessment of renewable energy integration: A review and future research directions. *Cleaner Energy Systems*. 2024;9:100162. DOI: 10.1016/j.cles.2024.100162
13. Бобылев С.Н., Горячева А.А. Идентификация и оценка экосистемных услуг: международный контекст. *Вестник международных организаций: образование, наука, новая экономика*. 2019;14(1):225–236. DOI: 10.17323/1996-7845-2019-01-13
14. Zhang X., Patelli E., Zhou Y., Chen D., Lian J., Xu B. Enhancing the economic efficiency of cross-regional renewable energy trading via optimizing pumped hydro storage capacity. *Renewable Energy*. 2025;240:122205. DOI: 10.1016/j.renene.2024.122205

15. Волкова И. О., Бурда Е. Д., Гаврикова Е. В., Конев А. В. Оценка условий для развития перспективных энергетических технологий в субъектах Российской Федерации. *Управленческие науки*. 2019;9(1):47–67. DOI: 10.26794/2404-022X-2019-9-1-47-67
16. Ma B., Wang A. Exploring the role of renewable energy in green job creation and sustainable economic development: An empirical approach. *Energy Strategy Reviews*. 2025;58:101642. DOI: 10.1016/j.esr.2025.101642
17. Маликова О. И., Киришин П. А., Николаева А. В. Технологические детерминанты трансформации возобновляемой энергетики и государственной поддержки развития энергетической отрасли. *Управленческие науки*. 2021;11(1):35–50. DOI: 10.26794/2404-022X-2021-11-1-35-50

## REFERENCES

1. Bobylev S. N. New economic models and indicators of sustainable development. *Ekonomicheskoe vozrozhdenie Rossii = Economic Revival of Russia*. 2019;(3):23–29. (In Russ.).
2. Bobylev S., Baraboshkina A., Kurdin A., Yakovleva E., Bubnov A. The national development goals of Russia and key sustainability indicators. *Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 6: Ekonomika = Moscow University Economics Bulletin*. 2025;(1):40–59. (In Russ.). DOI: 10.55959/MSU 0130-0105-6-60-1-3
3. Bashmakov I. A. Russian low carbon development strategy. *Voprosy ekonomiki*. 2020;(7):51–74. (In Russ.).
4. Bashmakov I. A. Integrated planning of energy resources in the electric power industry. *Energobezopasnost*. 2009;(7):20–30. (In Russ.).
5. Porfiriev B. N. The low-carbon development paradigm and climate change risk reduction strategy for the economy. *Problemy prognozirovaniya*. 2019;(2):3–13. (In Russ.).
6. Porfiriev B. N., Shirov A. A., Kolpakov A. Yu. Low-carbon development strategy: Prospects for Russian economy. *Mirovaya ekonomika i mezhdunarodnye otnosheniya = World Economy and International Relations*. 2020;64(9):15–25. (In Russ.). DOI: 10.20542/0131-2227-2020-64-9-15-25
7. Lyapina A. A. Selected issues in representing globalization processes in macroeconomic calculations. *Voprosy statistiki*. 2018;25(7):62–71. (In Russ.).
8. Gazman V. Economic assessment of CO<sub>2</sub> emissions in the environmental section of ESG. *Ekonomicheskii zhurnal Vysshei shkoly ekonomiki = HSE Economic Journal*. 2022;26(4):579–597. (In Russ.). DOI: 10.17323/1813-8691-2022-26-4-579-597
9. Shigina A., Khorshev A., Veselov F. Life cycle assessment of power plants for the development of scenarios for low-carbon transformation of the Russian electric power industry. *Energeticheskaya politika = Energy Policy*. 2024;(12):56–73. (In Russ.). DOI: 10.46920/2409-5516\_2024\_12203\_56
10. Bashmakov I. A. The main forks on the way to carbon neutrality. *Energobezopasnost*. 2024;(1):10–17. (In Russ.).
11. Mälkki E., Alanne K. An overview of life cycle assessment (LCA) and research-based teaching in renewable and sustainable energy education. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2017;69:218–231. DOI: 10.1016/j.rser.2016.11.176
12. Islam M. T., Abdul Qadir S., Ali A., Waseem Khan M. Economic and environmental impact assessment of renewable energy integration: A review and future research directions. *Cleaner Energy Systems*. 2024;9:100162. DOI: 10.1016/j.cles.2024.100162
13. Bobylev S. N., Goryacheva A. A. Identification and assessment of ecosystem services: International context. *Vestnik mezhdunarodnykh organizatsii: obrazovanie, nauka, novaya ekonomika = International Organisations Research Journal*. 2019;14(1):225–236. (In Russ.). DOI: 10.17323/1996-7845-2019-01-13
14. Zhang X., Patelli E., Zhou Y., Chen D., Lian J., Xu B. Enhancing the economic efficiency of cross-regional renewable energy trading via optimizing pumped hydro storage capacity. *Renewable Energy*. 2025;240:122205. DOI: 10.1016/j.renene.2024.122205
15. Volkova I. O., Burda Y. D., Gavrikova E. V., Konev A. V. Assessing conditions for the development of advanced energy technologies on the regional level in Russian Federation. *Upravlencheskie nauki = Management Sciences in Russia*. 2019;9(1):47–67. (In Russ.). DOI: 10.26794/2404-022X-2019-9-1-47-67
16. Ma B., Wang A. Exploring the role of renewable energy in green job creation and sustainable economic development: An empirical approach. *Energy Strategy Reviews*. 2025;58:101642. DOI: 10.1016/j.esr.2025.101642
17. Malikova O. I., Kirtushin P. A., Nikolaeva A. V. Technological transformation determinants of the renewable energy and its government support. *Upravlencheskie nauki = Management Sciences*. 2021;11(1):35–50. (In Russ.). DOI: 10.26794/2404-022X-2021-11-1-35-50



## ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ / ABOUT THE AUTHORS



**Ольга Игоревна Маликова** — доктор экономических наук, профессор, профессор кафедры экономики устойчивого развития и природопользования экономического факультета, МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва, Российская Федерация

**Olga I. Malikova** — Dr. Sci. (Econ.), Prof., Prof. of the Department of Economics of Nature Management, Faculty of Economics, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

<https://orcid.org/0000-0002-0122-0940>

*Автор для корреспонденции / Corresponding author:*

[malikovaol@gmail.com](mailto:malikovaol@gmail.com)



**Софья Александровна Сергеева** — аспирант кафедры экономики устойчивого развития и природопользования экономического факультета, МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва, Российская Федерация

**Sofia A. Sergeeva** — Postgraduate student at the Department of Environmental Economics of the Faculty of Economics, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

<https://orcid.org/0009-0002-7325-9374>

[sofia.sergeeva.msu@gmail.com](mailto:sofia.sergeeva.msu@gmail.com)

*Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.*

*Conflicts of Interest Statement: The authors have no conflicts of interest to declare.*

*Статья поступила в редакцию 26.06.2025; после рецензирования 30.09.2025; принята к публикации 10.10.2025.*

*Авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.*

*The article was submitted on 26.06.2025; revised on 30.09.2025 and accepted for publication on 10.10.2025.*

*The authors read and approved the final version of the manuscript.*