



Анализ ключевых направлений и предложения по минимизации экономических последствий глобального энергоперехода для крупных энергоемких промышленных потребителей электрической энергии и мощности

М.М. Балашов¹¹ Министерство энергетики Российской Федерации (Москва, Россия)

Аннотация

В последнее десятилетие мировая энергетика проходит этап масштабнейших фундаментальных и структурных перемен в рамках глобального энергетического перехода. Отрасль энергетической Российской Федерации как одна из ключевых участниц глобального энергетического рынка и мировой экономики в целом также подвержена подобным изменениям. В данном случае ключевое значение с точки зрения обеспечения высокой конкурентоспособности и долгосрочной энергетической безопасности государства приобретает расстановка приоритетов и выстраивание моделей устойчивого развития каждой из отраслей, связанных с энергетическим сектором, поскольку процесс вытеснения традиционных ископаемых ресурсов с большим содержанием выбросов углерода в атмосферу, прежде всего нефтепродуктов и угля, при планомерном увеличении доли новых, возобновляемых источников энергии должен проходить постепенно и, что особенно важно, последовательно во избежание дисбаланса в энергетических системах и нарушения баланса интересов всех участников.

В этой связи поиск передовых, наименее углеродоемких источников энергии является одним из приоритетов подавляющего большинства стран по всему миру. Более того, развитие возобновляемой энергетики – одна из целей энергетической стратегии и в России: до 2035 года в развитие возобновляемых источников энергии планируется инвестировать более 1 трлн руб. При этом, несмотря на очевидные преимущества российской отрасли электроэнергетики, заключающиеся в отсутствии зависимости от бюджетных средств, подавляющем большинстве частных инвестиций в отрасль, наличии действенных механизмов привлечения инвестиций и базовом принципе баланса интересов всех участников рынка, негативная сторона такого подхода также существенна: общегосударственная задача развития энергосистемы и повышения доступности электроэнергии на территории Российской Федерации в вопросе финансирования становится бременем исключительно самих потребителей электрической энергии и в большей степени крупных энергоемких потребителей, даже незначительные риски в работе которых могут обернуться угрозами не только устойчивому развитию, но и в целом их существованию.

В этой связи особую актуальность представляет анализ ключевых направлений и предложений по минимизации экономических последствий глобального энергоперехода для крупных энергоемких промышленных потребителей электрической энергии и мощности.

Ключевые слова: глобальный энергетический переход, механизмы стимулирования привлечения инвестиций, низкоуглеродная генерация, инструменты минимизации экономических последствий.

Для цитирования:

Балашов М.М. (2023). Анализ ключевых направлений и предложения по минимизации экономических последствий глобального энергоперехода для крупных энергоемких промышленных потребителей электрической энергии и мощности. *Стратегические решения и риск-менеджмент*, 14(2): 164–179. DOI: 10.17747/2618-947X-2023-2-164-179.

Analysis of key directions and proposals to minimise the economic impact of the global energy transition on large energy-intensive industrial consumers of electricity and capacity

М.М. Balashov¹¹ Ministry of Energy of the Russian Federation (Moscow, Russia)

Abstract

Over the past decade, the global energy sector has undergone major fundamental and structural changes as part of the global energy transition. The energy industry of the Russian Federation, as a key player in the global energy market and the world economy as a whole, is undergoing similar changes. In this case, in terms of ensuring high competitiveness and long-term energy security of the state, it is crucial to set priorities and build models of sustainable development for each of the industries related to the energy sector. Indeed, the process of replacing carbon-intensive energy sources with a systematic increase in the share of new,

renewable energy sources (RES) should be gradual and consistent to avoid imbalances in energy systems and maintain equity for all stakeholders. In this context, the search for advanced, low-carbon energy sources is a priority for the vast majority of countries around the world. In addition, the development of renewable energy is one of the goals of Russia's energy strategy until 2035. At the same time, despite the obvious advantages of the Russian power industry such as the absence of dependence on budget funds, the overwhelming majority of private investment in the industry, the availability of effective mechanisms for attracting investment and the basic principle of balancing the interests of all market participants, there are also negative consequences of this approach. The nationwide task of developing the energy system and increasing the availability of electricity on the territory of the Russian Federation in terms of financing is becoming an exclusive burden on electricity consumers themselves; even insignificant risks in their operation can turn into a threat not only to sustainable development, but also to their very existence. In this context, the analysis of key directions and proposals to minimise the economic impact of the global energy transition on large energy-intensive industrial consumers of electricity and capacity is of particular relevance.

Keywords: global energy transition, mechanisms to stimulate investment, low-carbon generation, activities to minimise economic impact.

For citation:

Balashov M.M. (2023). Analysis of key directions and proposals to minimise the economic impact of the global energy transition on large energy-intensive industrial consumers of electricity and capacity. *Strategic Decisions and Risk Management*, 14(2): 164–179. DOI: 10.17747/2618-947X-2023-2-164-179.

大型能源密集型工业用户的全球能源转型重点领域分析与尽量减少经济影响的建议

M.M. Balashov¹

¹ 俄罗斯联邦能源部 (俄罗斯莫斯科)

摘要

最近十年中作为全球能源转型的一部分，全球能源行业经历了重大的根本性结构变革。作为全球能源市场和整个世界经济的主要参与者之一，俄罗斯联邦的能源工业也面临着类似的变化。优先考虑并建立各能源相关产业的可持续发展模式，对于确保国家的高竞争力和长期能源安全至关重要。应逐步取代传统的高碳排放化石资源（主要是石油产品和煤炭），同时系统地增加新的可再生能源（RES）的比例。尤其重要的是，这一过程必须顺序进行，以避免能源系统失衡，并避免破坏所有参与者的利益平衡。

目前寻找先进的、碳密集度最低的能源是世界上绝大多数国家的优先事项。此外，俄罗斯能源战略的目标之一是发展可再生能源：计划到 2035 年投资超过 1 万亿卢布发展可再生能源。俄罗斯电力工业优势明显：不依赖预算资金、该行业绝大多数为私人投资、存在吸引投资的有效机制以及平衡所有市场参与者利益的基本原则。然而，这种方法的弊端也很大：在俄罗斯联邦，发展能源系统和增加电力供应的国家任务正成为电力消费者自身的唯一负担，在更大程度上，成为能源密集型大消费者的融资负担。同时，即使是很小的风险也可能不仅威胁到可持续发展，而且威胁到它们的整体生存。

因此，大型能源密集型工业用户的全球能源转型重点领域与尽量减少经济影响的建议分析非常有意义。

关键词: 全球能源转型、吸引投资的机制、低碳发电、尽量减少经济影响的工具。

供引用:

Balashov M.M. (2023). 大型能源密集型工业用户的全球能源转型重点领域分析与尽量减少经济影响的建议. *战略决策和风险管理*, 14 (2) : 164–179. DOI: 10.17747/2618-947X-2023-2-164-179.

Введение

Для того чтобы проанализировать основные направления и предложения по минимизации экономических последствий глобального энергетического перехода для крупных энергоёмких промышленных потребителей электроэнергии и мощности, необходимо определить базовые условия. Они являются основой для определения направления снижения дополнительной экономической нагрузки на энергоёмких промышленных потребителей в связи с неизбежным ростом цен на электроэнергию:

1. Крупные проекты по декарбонизации станут более дорогостоящими, а их жизнеспособность будет в значительной степени зависеть от рыночной стоимости выбросов.
2. В энергетическом секторе процесс декарбонизации имеет две отдельные фазы. Первый этап – это перевод угольных электростанций на газовое топливо и проекты по замене старых электростанций на менее углеродоемкие генерирующие мощности (АЭС, ГЭС, СЭС и ВЭС). Второй этап – интенсивная замена генерации на ископаемом топливе на безуглеродную генерацию. Ввод таких генерирующих

мощностей является одним из основных факторов повышения цен на электроэнергию для конечных потребителей. [Lee, 2026].

3. Декарбонизация российской энергетики неизбежна; этот процесс идет полным ходом и будет продолжаться в дальнейшем.
4. Крупные потребители электрической энергии наиболее подвержены негативному влиянию роста цен на электроэнергию. Если все планы по строительству и реконструкции генерирующих мощностей будут реализованы, единая цена на оптовом рынке электроэнергии и мощности к 2035 году вырастет на 80% (в ценах 2023 года).¹
5. Финансовая нагрузка на потребителей электроэнергии от повышения тарифов на электроэнергию коррелирует с долей затрат на электроэнергию в себестоимости продукции.

Определена задача минимизации экономического воздействия с учетом указанных условий.

Прежде чем сформулировать и систематизировать основные направления решения проблемы минимизации экономических

¹ Публикация фактических и прогнозных нерегулируемых одноставочных тарифов на электроэнергию и мощность для покупателей оптового рынка с 2011 по 2035 год. <https://www.np-sr.ru/ru/announce/50135-o-publikacii-fakticheskikh-i-prognoznnyh-znacheniy-nereguliruemoy-odnostavochnoy-ceny>.

последствий для крупных потребителей электроэнергии в России, важно отметить, что валоризация выбросов парниковых газов, а значит, превращение их в дополнительный элемент себестоимости, будет определяться формированием глобальной системы торговли квотами на выбросы. Этот процесс неизбежно ведет к росту издержек для всех производителей, то есть к повышению средней мировой себестоимости продукции. [Marku, 2021].

Тем не менее, производители в странах, где стоимость 1 тонны выбросов в эквиваленте CO₂ в рамках национальных систем торговли квотами на выбросы будет ниже среднего мирового уровня, получат значительные конкурентные преимущества. [Daumas, 2021].

Основными глобальными факторами, обеспечивающие эти преимущества, являются следующие:

- доступ к новейшим высокоэффективным технологиям (включая доступ к ядерным и термоядерным технологиям) для реализации проектов по производству, передаче, хранению и эффективному потреблению «декарбонизированной» электроэнергии;
- наличие значительных лесных площадей, поглощающих CO₂;
- доступ к промышленным технологиям улавливания и секвестрации CO₂ и их экономически выгодное внедрение.

Что касается Российской Федерации, то необходимо учитывать следующие факторы:

- согласно Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года, гидроэнергетический потенциал страны составляет около 9% от мирового потенциала;
- наличие конкурентоспособной ядерной энергетической технологии отечественного производства;
- наличие крупных лесных массивов, особенно в Сибири и на Дальнем Востоке.

Таким образом, в результате ожидаемого энергетического перехода можно утверждать, что эффективное использование вышеперечисленных потенциальных преимуществ не снизит конкурентоспособность российских энергоемких производств на международном рынке, а наоборот, повысит ее. [Коданева, 2022].

При этом, промышленные энергоемкие потребители, имеющие доступ к относительно недорогим «чистым» источникам энергии, окажутся в более выгодном положении.

Таким образом, основными направлениями решения проблемы минимизации экономической нагрузки на крупных энергоемких потребителей в России на государственном и корпоративном уровне являются следующие:

- обеспечение доступа к современным технологиям для участников экономической деятельности;
- создание (на государственном уровне) эффективных стимулов для участников экономической деятельности к реализации программ устойчивого развития;
- разработка эффективных методов регуляторной политики;
- формирование эффективных стратегических решений самими энергоемкими потребителями электроэнергии.

Правильный выбор методов государственной регуляторной политики и корпоративных стратегий, а также использование уже действующих рыночных механизмов торговли электроэнергией и мощностью могут существенно снизить экономическую нагрузку от интенсивной трансформации российской электроэнергетики. Как следствие, будет облегчен процесс адаптации к изменениям в экономической деятельности.

² Регионы с высоким уровнем поглощения углекислого газа лесами. <https://roslesinforg.ru/>.

1. Направления минимизации экономического воздействия на государственном уровне: содействие технологическому развитию, регуляторная политика, привлечение инвестиций и деятельность бизнес-сообщества

1.1. Государственная регуляторная политика при планировании и реализации программы энергетического перехода

Как уже отмечалось выше, важным фактором, определяющим условия и возможности эффективной адаптации крупных энергоемких потребителей к изменениям в бизнес-среде, вызванным энергетическим переходом, является регуляторная политика государства.

Первым шагом должно стать совершенствование подходов к влиянию на стоимость электроэнергии для крупных энергоемких потребителей.

Декарбонизация затрагивает все без исключения виды экономической деятельности в государстве, и целью этого процесса является последовательное достижение определенного уровня выбросов и выработка мер, оптимальных в целом (с точки зрения затрат на декарбонизацию и их влияния на стоимость производимых в России товаров) для всех участников экономической деятельности.

Такой подход позволяет достичь стабильных результатов без «перебора», особенно в тех секторах экономики, где затраты включены в цены на продукцию и услуги для российских потребителей, например, в электроэнергетике.

На практике такой механизм предлагается реализовать в межотраслевой системе балансировки планов по сокращению выбросов парниковых газов и повышению энергоэффективности, что позволит сдвинуть инвестиции производителей «декарбонизированной» энергии вправо по временному горизонту. Преимущество этого процесса заключается в том, что со временем технологии ВИЭ будут совершенствоваться и становиться дешевле. Это приведет к снижению инвестиционных затрат.

С математической точки зрения эта задача может быть выражена следующим уравнением:

$$T_{gov} - \sum_{i=1}^n T_{ni} = \sum_{j=1}^k T_{Ej}, \quad (1)$$

где T_{gov} – обязательство государства (в течение определенного периода времени) сократить выбросы, $\sum_{i=1}^n T_{ni}$ – планы бизнес-сообщества и других потребителей по сокращению выбросов (в течение определенного периода времени), $\sum_{j=1}^k T_{Ej}$ – обязательство потребителей энергии (в определенный период времени) по сокращению выбросов.

Потенциал российского лесного сектора должен быть рассмотрен с точки зрения его влияния на сокращение выбросов CO₂ как пример необходимости межсекторального баланса в планах по сокращению выбросов парниковых газов и необходимости соответствующих методологий и методов расчета.

По данным общероссийской организации «Рослесинфорг»², специализирующейся на комплексном решении задач лесоустройства в интересах государства, регионами-лидерами по объему поглощения углекислого газа лесами (годовые значения поглощения выбросов) являются:

- Иркутская область – 148,6 млн тонн;
- Красноярский край – 114,2 млн тонн;
- Республика Коми – 60,7 млн тонн;
- Пермский край – 47 млн тонн;
- Ханты-Мансийский автономный округ – 45,3 млн тонн.

Таблица 1
Целевые показатели выбросов для российских нефтегазовых компаний
Table 1
Emission targets for Russian oil and gas companies

| Компания | Целевые корпоративные показатели | Целевой год для достижения углеродной нейтральности |
|---------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Газпром | Снижение интенсивности выбросов углекислого газа на 26-30% к 2030 году по сравнению с уровнем 2019 года | Сведения отсутствуют |
| Роснефть | Сокращение выбросов и углеродоемкости производства на 30% с 2019 по 2035 год, что позволит избежать 20 миллионов тонн эквивалента выбросов CO ₂ (т CO ₂ e) | Углеродная нейтральность к 2050 году |
| Лукойл | Сокращение выбросов CO ₂ на 10 миллионов тонн по сравнению с уровнем 2017 года к 2030 году, что соответствует снижению углеродоемкости на 20%. | Углеродная нейтральность к 2050 году |
| Газпром нефть | Полное прекращение сжигания попутного нефтяного газа в факелах к 2030 году и сокращение выбросов в объемах 1 и 2 на 30% до примерно 20,2 млн тонн CO ₂ e, что позволит снизить углеродоемкость на одну треть | Сведения отсутствуют |
| Новатек | Снижение интенсивности выбросов углерода в горнодобывающей промышленности на 6% по сравнению с уровнем 2019 года, сокращение производства СПГ на 5%, уменьшение загрязнения воздуха на 20% и сокращение выбросов метана на 4%. | Сведения отсутствуют |
| Татнефть | Сокращение выбросов категории 1 по сравнению с уровнем 2016 года: 10% к 2025 году и 20% к 2030 году. | Углеродная нейтральность к 2050 году |
| ТМК | Сокращение выбросов CO ₂ e на 8% по сравнению с уровнем 2020 года к концу 2023 года | Сведения отсутствуют |
| Транснефть | Сокращение выбросов ПГ на 0,7% в 2021 году за счет реализации ряда технических мер; разработка среднесрочных и долгосрочных целей по сокращению выбросов ПГ | Сведения отсутствуют |

Таблица 2
Целевые показатели выбросов для российских горно-металлургических компаний
Table 2
Emission targets for Russian mining and metallurgical companies

| Компания | Целевые корпоративные показатели | Целевой год для достижения углеродной нейтральности |
|---------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Евраз | Снижение углеродоемкости на 20% (т CO ₂ -экв/т стали; выбросов парниковых газов сталеплавильных предприятий Евраза категории 1 и 2) к 2030 г. по сравнению с уровнями 2019 г. | Сведения отсутствуют |
| НЛМК | Снижение углеродоемкости на 1% к 2023 году от уровня 2018 года (кг на тонну стали) | Сведения отсутствуют |
| Русал | Сокращение прямых выбросов парниковых газов от существующих алюминиевых заводов на 15% по сравнению с уровнем 2014 года к 2025 году. Снижение на 10% для глиноземных заводов. Достижение среднего уровня прямых и косвенных выбросов ПГ не более 2,7 т CO ₂ e на тонну алюминия (цель достигнута в 2017 году). Сокращение выбросов ПГ Ep+ (объем 1+2) не менее чем на 35% к 2030 году по сравнению с 2018 годом | Сведения отсутствуют |
| Северсталь | Снижение углеродоемкости на 10% к 2030 году (-3% к 2023 году) по сравнению с уровнем 2020 года (на тонну стали) | Сведения отсутствуют |
| ММК | Сокращение выбросов CO ₂ категорий 1 и 2 на 15% до 22,9 млн тонн к 2025 году; снижение углеродоемкости до 1,8 тонн CO ₂ /тонну стали к 2025 году по сравнению с уровнем 2019 года (-15%) | Сведения отсутствуют |
| Металлоинвест | Сокращение прямых и косвенных «энергетических» выбросов ПГ от уровня 2019 года к 2025 году на 1,8%, сокращение косвенных «неэнергетических» выбросов ПГ на 25% от уровня 2019 года; сокращение прямых выбросов парниковых газов на 15% от уровня 2019 года к 2036 году | Сведения отсутствуют |
| Норникель | Снижение углеродоемкости на 23-29% (категория 1 и 2) по сравнению с уровнем 2020 года к 2030 году; достижение выбросов ПГ менее 10 млн тонн CO ₂ e при увеличении производства на 30-40%. | Углеродная нейтральность к 2060 году |
| Полюс | Расчет выбросов категории 1 и 2 продолжается; цель по снижению углеродоемкости на 15% к 2020 году по сравнению с уровнем 2015 года достигнута (фактическое снижение до уровня 2018 года составило 28%). В 2021 году должна быть завершена оценка выбросов категории 3 и разработана климатическая стратегия, включая цели по декарбонизации. | Сведения отсутствуют |
| Петропавловск | Формализация среднесрочных и долгосрочных целей по сокращению выбросов ПГ | Сведения отсутствуют |

Следует отметить, что годовой объем выбросов от угольных электростанций в России сопоставим с поглощающей способностью лесов только в Иркутской области.

По разным оценкам, в России сосредоточено более 20% всех лесов мира, занимающих от 815 миллионов гектаров³ 897 миллионов гектаров.⁴

Важно отметить отсутствие достоверных данных о лесных запасах России даже от государственных органов. Так, по данным Счетной палаты Российской Федерации на 2020 год, более 84% данных о лесах России (охраняемые территории и заповедники) не имеют оснований считаться достоверными.

При этом только так называемые управляемые леса (где организован учет и противопожарная охрана) признаны оказывающими положительное влияние на климат. В России сотни миллионов гектаров леса остаются неуправляемыми.⁵

Поэтому, помимо вклада лесного хозяйства в сокращение выбросов парниковых газов в межотраслевом балансе, одним из ключевых факторов, способных облегчить адаптацию крупных

энергоёмких потребителей к последствиям энергетического перехода за счет снижения общего углеродного следа их продукции, является реализация так называемых проектов, основанных на природосберегающих решениях. Эти проекты основаны на повышении поглощающей способности лесов (сертифицированных Мировым сообществом) за счет комплексного и устойчивого управления лесами и сельскими территориями. Таким образом, для полной реализации вышеуказанных преимуществ необходимо осуществить ряд мер, в частности, в области обеспечения полноты учета и сертификации поглощающей способности лесных ресурсов России.

По оценкам московского офиса Boston Consulting Group, создание полномасштабной системы учета лесов будет во много раз эффективнее, чем все меры по энергопереходу. Она может утроить предполагаемую поглотительную способность российских лесов до 1,8 млрд тонн CO₂-эквивалента в год в среднесрочной перспективе и до 2,2 млрд тонн CO₂-эквивалента в год в долгосрочной перспективе.⁶

³ ФАО (2020) Интерактивный отчет «Оценка лесных ресурсов» <https://www.fao.org/3/ca8753ru/CA8753RU.pdf>.

⁴ Отчет о национальном кадастре антропогенных выбросов из источников и поглощения парниковых газов, не контролируемых Монреальским протоколом, за 1990–2019 годы.

⁵ Отчет о национальной инвентаризации антропогенных выбросов парниковых газов за 1990–2019 годы. Раздел 6.4.1. «Лесные земли».

⁶ Неизведанное богатство: почему России важно осознать истинную ценность лесов. <https://web-assets.bcg.com/c4/5a/5fb9ad4e780944daf9a9168100/2021-bcg-forests.pdf>.

Таблица 3
 Целевые показатели выбросов для российских производителей удобрений и предприятий химической промышленности
 Table 3
 Emission targets for Russian fertiliser producers and chemical industry companies

| Компания | Целевые корпоративные показатели | Целевой год для достижения углеродной нейтральности |
|-----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| Сибур | Снижение углеродоемкости при добыче газа до 0,236 т CO ₂ -экв/т продукции к 2025 году; в нефтехимии – до 1,54 т | Сведения отсутствуют |
| Акрон | Сведения отсутствуют | Сведения отсутствуют |
| Фосагро | Сокращение выбросов категории 1, 2 и 3 к 2028 году на 14% по сравнению с уровнями 2018 года, сокращение выбросов категории 1 на 30,9% к 2028 году по сравнению с уровнями 2018 года, сокращение выбросов на 14% к 2028 году по сравнению с уровнями 2018 года, сокращение выбросов на 10%. углеродоемкость к 2025 году от уровня 2018 года | Сведения отсутствуют |
| Уралкалий | Компания планирует поставить цели на 2021 год | Сведения отсутствуют |
| ЕвроХим | Сведения отсутствуют | Сведения отсутствуют |

Таблица 4
 Целевые показатели выбросов для российских транспортных компаний
 Table 4
 Emission targets of Russian transport companies

| Компания | Целевые корпоративные показатели | Целевой год для достижения углеродной нейтральности |
|------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|
| РЖД | Снижение углеродоемкости на 5-11,7% к 2030 году по сравнению с 2018 годом. В Долгосрочном плане развития поставлена цель сократить выбросы ПП не менее чем на 4,5% к 2025 году по сравнению с уровнем 2018 года (к концу 2020 года показатель составил снижено до 1,6%) | Сведения отсутствуют |
| Аэрофлот | Сведения отсутствуют | Сведения отсутствуют |
| Совкомфлот | Компания приняла "Зеленую хартию", цели которой соответствуют задаче Международной морской организации (ИМО) по снижению углеродоемкости на 40% по сравнению с уровнем 2008 года к 2030 году и на 70% к 2050 году (сокращение абсолютных выбросов на 50%). | Сведения отсутствуют |

Еще одним примером, подтверждающим актуальность межотраслевой балансировки мер по энергопереходу, являются планы и целевые ориентиры крупнейших российских участников основных отраслей и секторов российской экономики. В таблицах 1–4 представлены данные, полученные из открытых источников (сайты компаний, аналитический обзор ВТБ Капитал, Минэкономразвития России, Минэнерго России), о целевых ориентирах крупнейших российских компаний нефтегазовой, горно-металлургической, нефтехимической и транспортной отраслей.

В таблице 5 представлена оценка инвестиционных планов для основных промышленных секторов и отраслей российской экономики.

1.2. Роль государства в стимулировании технологического развития

Экономическая нагрузка на крупных энергоемких потребителей в связи с реализацией программы энергетического перехода (декарбонизации) будет во многом зависеть от ее стоимости, динамика которой, по нашему мнению, будет зависеть от двух ключевых факторов:

- Инновационное снижение затрат на технологии производства возобновляемой энергии;
- стоимость капитала, привлеченного в ходе реализации программы декарбонизации.

Соответственно, снижение стоимости энергетического перехода само по себе облегчает адаптацию энергоемких отраслей к этому процессу и должно рассматриваться как одно из ключевых направлений нивелирования негативных последствий.

Поэтому для экономически эффективного перехода на возобновляемые источники энергии необходим доступ к инновациям (передовым современным технологиям) и дешевому капиталу.

В мире накоплен значительный объем знаний по многим аспектам разработки, планирования и осуществления технологической трансформации энергетической системы.

За последнее десятилетие технологии производства энергии из возобновляемых источников (особенно солнечной и ветровой) превратились из дорогостоящей ниши в самый дешевый источник электроэнергии в большинстве стран мира. Этому способствовало быстрое наращивание генерирующих мощностей, повышение эффективности и снижение капитальных

Таблица 5
 Выбросы и декарбонизация по отраслям и секторам
 Table 5
 Emissions and decarbonisation by industry and sector

| Сектор, отрасль | Выбросы CO ₂ в 2019 | | Инвестиционные планы до 2030 года, триллион рублей в год (оценка) | Годовые затраты на декарбонизацию при 100-процентном сокращении выбросов, трлн руб. |
|--------------------------------------|--------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
| | Млн тонн | % от общего количества в разбивке по странам | | |
| Электроэнергетика (сети и генерация) | 720 | 34 | 0,9 | 1,5 |
| Нефть и газ | 268 | 13 | 3,7 | 2,4 |
| Транспорт | 185 | 9 | 2,0 | 4,8 |
| Металлургия | 250 | 12 | 0,8 | 1,2 |
| Химическая промышленность | 87 | 4 | 0,4 | 1,2 |
| Производство бетона | 20 | 1 | 0,03 | 0,1 |
| Всего по РФ | 2119 | — | — | — |

и эксплуатационных затрат, а также постоянные технологические инновации.

В этом контексте важно отметить, что мировой опыт последнего десятилетия наглядно демонстрирует значительное снижение стоимости технологий производства энергии из возобновляемых первичных источников, в частности солнечной и ветровой энергии.

На рисунке 1 сравниваются средневзвешенная стоимость электроэнергии (LCOE), произведенной из возобновляемых источников, и прогнозируемая LCOE новых технологий производства электроэнергии из возобновляемых источников в 2021 году по сравнению с 2010 годом.⁷

Следует отметить, что ситуация в сегменте накопления электроэнергии развивается аналогичным образом. Согласно отчету IRENA за 2017 год, к 2030 году ожидается снижение удельной стоимости аккумуляторных систем хранения электроэнергии до трех раз по сравнению с базовым 2016 годом (Рис. 2) [Усачева и др., 2022].

Создание эффективных и конкурентоспособных национальных инновационных структур – важнейший компонент ускорения внедрения новых ключевых технологий для перехода к возобновляемой энергетике, привлечения инвестиций и снижения стоимости соответствующих инновационных проектов [Hund et al., 2020]. На начальном этапе очень важно разработать и реализовать скоординированные действия в четырех областях (Рис. 3) – благоприятные технологии, бизнес-модели, структура рынка и функционирование системы – для решения ключевых проблем и поддержки развития рынка целевых технологий, тем самым ускоряя переход к возобновляемой энергетике. Кроме того, скоординированные действия в этих областях могут снизить транзакционные издержки при передаче технологий и стимулировать прямые иностранные инвестиции и/или создание местных частных экосистем.

Из всех технологий перехода на возобновляемые источники энергии в мире и в России солнечная, ветровая и водородная технологии являются самыми молодыми и, соответственно, требуют наибольшего внимания и поддержки.

В то же время у трех упомянутых технологий уровень необходимой поддержки также различается (в зависимости от текущего состояния развития каждой из них). Чтобы проиллюстрировать эту поддержку, в качестве примера используются три технологии.

Поддержка солнечной энергетики

Солнечная энергия является наиболее развитой из трех технологий, указанных выше. В солнечной энергетике инновации в технологиях и бизнес-моделях происходили параллельно со снижением технологических затрат. Это не только ускорило внедрение технологий, но и привело к принятию многих регуляторных решений. Однако для ее дальнейшего развития очевидно необходимо доработать структуры существующих традиционных рынков электроэнергии (из-за нестабильности первичного источника энергии, от которого зависит технология, – солнца) и усилить уже работающие бизнес-модели. Важно совершенствовать правила в таких аспектах, как:

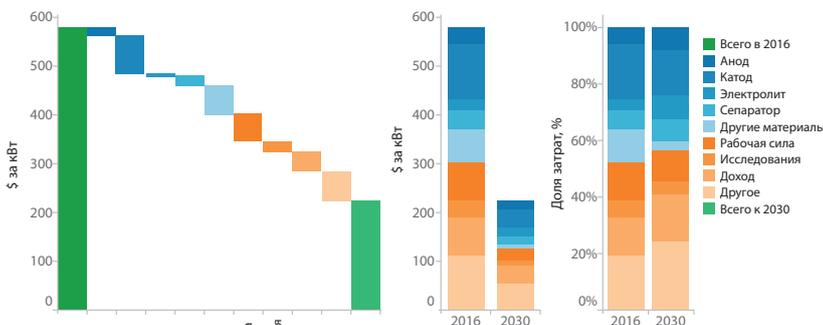
- определение среднесрочных и долгосрочных целей развития технологий;

Рис. 1. Сравнение средневзвешенной глобальной приведенной стоимости электроэнергии из возобновляемых источников энергии (2021 год по сравнению с 2010 годом)

Fig. 1. Comparison of the global weighted average of the present value of electricity from renewable energy sources (2021 compared to 2010)



Fig. 2 Predicted cost reduction for lithium ferrium phosphate battery energy storage systems



- создание новых устойчивых механизмов финансовой поддержки;
- проведение целенаправленных мероприятий по снижению затрат и повышению производительности технологий солнечной энергетики (цель – НИОКР);
- обеспечение инфраструктурной поддержки: доступ к сетям для новых солнечных электростанций, создание моделей интеллектуальных сетей, разработка типовых решений для электрификации сельских районов на основе солнечных электростанций, создание технических и экономических гарантий для новых проектов.

Рис. 3. Аспекты инновационной деятельности
Fig. 3. Aspects of innovation



⁷ На основе данных Международного агентства по возобновляемым источникам энергии. <https://www.irena.org/>.

Поддержка ветроэнергетики

Ветроэнергетика также является относительно зрелой технологией. Во многом вышесказанное относится и к солнечной энергии, и к развитию ветроэнергетики. Однако проекты офшорных ветропарков (которые зачастую более эффективны, чем береговые) сталкиваются со сложными и дорогостоящими процедурами получения необходимых разрешений по всему миру [Nallapaneni et al., 2020]. Поэтому поддержка в виде упрощения существующих и разработки новых процедур лицензирования очень важна для участников офшорных ветропроектов. Упрощение процедур позволит сократить сроки реализации проектов и ускорить разработку новых технологий для развертывания морских ветрогенераторов.

Поддержка водородной энергетики

Водородная энергетика – новейшая, но наиболее перспективная технология с огромным потенциалом. Однако на данном этапе для создания рынка водородной энергетики необходимо сначала выработать консенсус среди потенциальных участников рынка относительно экологичности производства водорода и надежную систему экологической сертификации такого производства [Сологубова и др.] Сегодня более 90% водорода производится на ископаемом топливе с большим углеродным следом. Такая система будет использоваться в качестве основы для принятия инвестиционных решений по проектам производства «зеленого» водорода и его использования в электроэнергетике будущего. Помимо экологических аспектов производства водорода, необходимо поддерживать исследования в области развития инфраструктуры водородной энергетики и снижения затрат на производство водорода. Снижение стоимости производства «зеленого» водорода может стать ключевым решением при переходе к водородной энергетике [Белобородов и др., 2021].

2. Основные возможности для государственного и частного секторов по снижению стоимости капитала для инвестиционных проектов в области возобновляемой энергетики

2.1. Стоимость капитала как фактор, определяющий инвестиционные проекты в области возобновляемой энергетики

Стоимость капитала для инвестиционных проектов в области возобновляемой энергетики является очень важным фактором в общей стоимости реализации энергетического перехода. Она является основным фактором, определяющим стоимость электроэнергии из возобновляемых источников, поскольку топливная составляющая в себестоимости ее производства либо минимальна, либо вообще отсутствует.

Например, для проекта строительства солнечной или наземной ветряной электростанции средняя расчетная себестоимость электроэнергии (LCOE) увеличивается на 80%, если стоимость капитала составляет 10% вместо 2%.

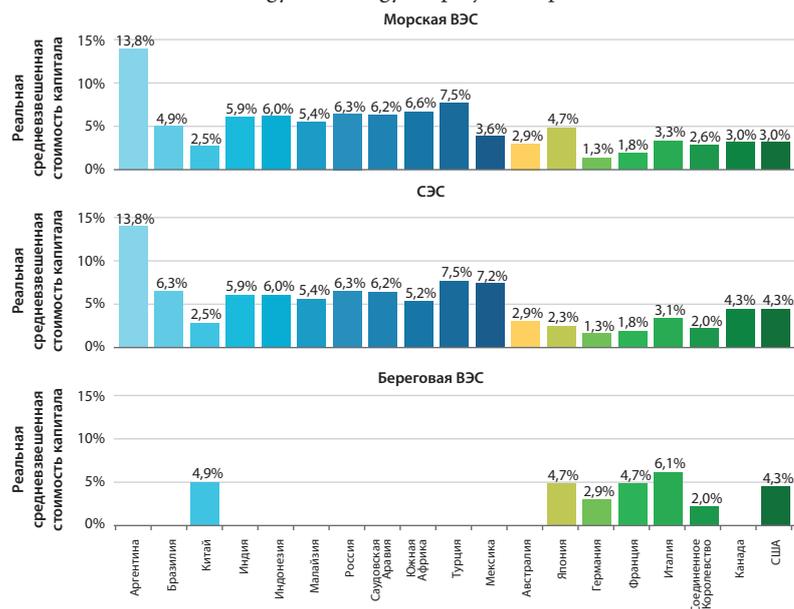
Доступ к дешевому финансированию снижает стоимость энергии для потребителей.

Стоимость капитала для проекта по производству энергии из возобновляемых источников зависит от ряда различных факторов, три наиболее важных из которых приведены ниже:

1. Страновые риски: так называемая «премия за страновой риск» представляет собой совокупную стоимость,

Рис. 4. Оценка средней стоимости капитала в ключевых странах в зависимости от технологии возобновляемой энергетики для проектов, реализуемых в 2021 году

Fig. 4. Estimation of the average cost of capital in key countries depending on renewable energy technology for projects implemented in 2021



превышающую безрисковую ставку, обусловленную политическими, институциональными и регуляторными рисками страны. В текущей геополитической обстановке страновой риск для России управляется в основном за счет эффективного использования собственных финансовых возможностей, а также за счет ориентации на рынки капитала Северо-Восточной Азии (в частности, Китая), а также Ближнего Востока и Западной Азии (Турецкая Республика).

2. Риски вывода: если доход от проекта обеспечен двусторонним соглашением, предполагаемый риск инвесторов в отношении платежеспособности потребителя повлияет на ожидаемую норму прибыли. Регуляторные риски также могут возникнуть, если покупателем является государственное учреждение. Там, где участвуют международные игроки, также имеет значение валютный риск, хотя хеджирование может снизить этот риск за определенную плату.
3. Технологические риски: технологические имеют разные профили рисков в зависимости от технологической зрелости, предыдущего опыта работы на конкретных рынках, опыта разработчика и уверенности в ресурсе, например, объема и качества местных данных о солнечной радиации. Однако последний фактор уже не так важен, как раньше, благодаря росту мирового опыта.

На стоимость капитала влияют и другие факторы, такие как размер внутреннего финансового рынка, опыт разработчиков, правила распределения затрат и т. д.

Учитывая критическую важность доступа к дешевому финансированию для достижения необходимой мобилизации капитала в поддержку энергетического перехода, понимание причин высокой стоимости капитала и методов ее снижения необходимо для определения направления государственной политики по реализации Схемы декарбонизации и защиты крупных энергоёмких потребителей.

Оценка средней стоимости капитала в основных странах, в зависимости от технологии возобновляемой энергии, для проектов, реализуемых в 2021 году, представлена на Рис. 4.

Помимо вышперечисленных факторов, удельная стоимость 1 МВт установленной мощности возобновляемых источников энергии в России в целом значительно выше, чем в среднем по миру, что обусловлено неразвитостью технологических инноваций и инвестиционной структуры страны.

2.2. Проблемы снижения стоимости капитала для реализации Программы энергетического перехода. Роль государственного сектора. Роль частного сектора

Различия в стоимости финансирования программ декарбонизации, как отмечалось выше, в основном обусловлены нетехническими рисками, среди которых страновой риск, риск изменения обменного курса и риск оттока средств обычно являются наиболее значимыми и, следовательно, самыми большими препятствиями для привлечения дешевого капитала. Поэтому существует очевидная необходимость разработки эффективной государственной политики и инновационных схем финансирования для снижения стоимости капитала.

Государственный сектор не может решить эту проблему в одиночку.

Ключевую роль будут играть государственно-частные партнерства. Как частный, так и государственный сектор должны сыграть важнейшую роль в продвижении программы энергоперехода. Один из них не может обойтись без другого. Для этого необходимо тесное сотрудничество между сторонами в форме партнерства по конкретным и четко определенным задачам между секторами, что приведет к совместной разработке планов действий с подотчетностью и ответственностью за достижение измеримых результатов.

Государственный сектор должен играть решающую роль в качестве катализатора, обеспечивая благоприятные и предсказуемые условия (политическую базу) для принятия долгосрочных инвестиционных решений в частном секторе. Эффективная благоприятная среда будет стимулировать и облегчать принятие решений частными инвесторами и разработчиками для финансирования и реализации проектов, необходимых для перехода к энергетике. Поскольку финансовые ресурсы государственного сектора все больше ограничиваются макроэкономическими и санкционными ограничениями, важность использования этих государственных ресурсов для стимулирования инвестиций частного сектора становится еще более значимой. Хорошая продуманная поддержка государственного сектора, снижающая риски для частных инвесторов и повышающая их финансовую отдачу, может сыграть центральную роль в усилиях по адаптации и смягчению последствий энергетического перехода для энергоёмких отраслей [Максимов, 2020].

Частный сектор, даже если ему будут представлены привлекательные инвестиционные возможности в рамках энергетического перехода, будет вкладывать средства только в том случае, если проекты будут соответствовать строгим моделям распределения ресурсов частного сектора, чтобы направить свои инвестиции в проекты с соответствующим соотношением прибыли и риска. Неинвестиционные страны испытывают проблемы с доступом к дешевому финансированию, поскольку международные институциональные инвесторы с триллионами долларов под управлением зачастую не могут или не хотят инвестировать в такие рынки. Аналогичным образом, более мелкие и рискованные проекты и новые технологии декарбонизации также могут не иметь доступа к необходимому им капиталу. В таких случаях совместное государственно-частное финансовое вмешательство может сыграть важную роль в устранении разрыва между доступностью и стоимостью капитала и потребностями разработчиков и правительства.

Существует два способа привлечения капитала: международный и внутренний, коммерческий и на льготных условиях.

Внутренние финансовые рынки являются основным важным источником капитала для финансирования энергетического перехода. Это связано с тем, что они обеспечивают диверсифицированные источники финансирования, доступ к местным рынкам акций и корпоративных облигаций, а также столь необходимое рублевое финансирование, позволяющее избежать валютных рисков и смягчить макроэкономические потрясения. Они также играют важную роль, поскольку международные институциональные инвесторы неохотно вкладывают средства в проекты, если в их финансировании не участвуют местные инвесторы или кредиторы, такие как банки, пенсионные фонды и страховые компании. Международные игроки, как правило, обеспокоены асимметрией информации при оценке рисков проектов на рынке.

В 2021 году активы мировых пенсионных фондов составят 56,6 триллиона долларов США (TAI, 2022), а мировой страховой сектор в том же году будет управлять 41,6 триллиона долларов США (источник: Statista), что в общей сложности составит более 100 триллионов долларов США. Однако эти институциональные инвесторы не будут вкладывать деньги в мелкие или нерентабельные проекты и зачастую не могут финансировать страны, не имеющие инвестиционного уровня или рейтинга.

Еще одно важное различие – между коммерческим и концессионным капиталом. Переход к энергетике предполагает реализацию крупных проектов, требующих баланса между риском и доходностью инвестиций. Некоторые проекты необходимы для достижения целей глобального энергетического перехода, но они еще не реализуются. Они маломасштабны и находятся в странах, не обладающих инвестиционным потенциалом. Это два ограничивающих фактора, которые не позволяют крупным международным институциональным инвесторам участвовать в таких инвестициях. Учитывая ограниченность государственного финансирования подобных проектов, привлеченные инвестиции также окажут существенное влияние на жизнеспособность передачи энергии.

В этом случае наиболее перспективными являются механизмы смешанного финансирования, которые направлены на привлечение частного капитала в наиболее востребованные сферы и снижение стоимости капитала для соответствующих проектов.

Государство и институциональные инвесторы предоставляют капитал на льготных условиях (то есть по ставкам ниже рыночных), чтобы изменить соотношение риска и доходности инвестиций таким образом, чтобы венчурные капиталисты были заинтересованы в финансировании по нормальным рыночным ставкам. Полученная структура объединяет оба вида капитала (коммерческий и привилегированный) и позволяет каждой стороне сделки достичь своих конкретных целей.

Типичные инструменты снижения риска могут включать (частичные) гарантии риска, компенсацию первоначальных потерь от реализации проекта, гранты, техническую помощь, субординированный долг. Субординированный долг – это долг, который занимает место после других долговых обязательств в случае ликвидации или банкротства компании; такой долг называется «субординированным», поскольку кредиторы имеют подчиненный статус по отношению к обычному долгу. Это также субординированные акции, которые не дают права голоса или дают лишь частичное право голоса и право на получение дивидендов, не являются полностью ликвидными и могут быть конвертированы в обыкновенные акции только в будущем, если компания достигнет определенных критериев эффективности. Источники коммерческого и льготного финансирования

для устойчивой инфраструктуры варьируются в зависимости от цикла развития инвестиционных проектов, связанных с энергетическим переходом.

Предполагается, что соотношение между коммерческим и льготным (концессионным) капиталом будет меняться по мере прохождения проектом ранних стадий разработки и подготовки, стадии формирования и строительства, стадии эксплуатации и, наконец, выхода на рынок (с помощью соответствующих стратегий выхода).

На ранних, высокорискованных стадиях разработки проектов инвесторы могут предоставлять гранты или техническую помощь для разработки и подготовки проекта на льготных условиях. Это позволит поставщикам концессионного и коммерческого капитала участвовать в долевых инвестициях на ранних стадиях для оплаты юридических и других стартовых расходов. Поставщики коммерческого капитала возьмут на себя инициативу, когда проект перейдет на стадию строительства, в то время как поставщики льготного капитала смогут покрыть первоначальные убытки в случае неудачи проекта. Наконец, на этапе эксплуатации и технического обслуживания (который может длиться десятилетиями) и последующего выхода из проекта коммерческие стороны совместно контролируют ход реализации проекта.

Существует множество инструментов и схем, которые можно использовать для снижения рисков и, соответственно, стоимости капитала при финансировании программы энергетического перехода. В то же время в исследовании будет проанализирован механизм стимулирования инвестиций в энергопереход через смешанное финансирование посредством выпуска зеленых облигаций.

Зеленые облигации являются частью ответственного инвестирования – подхода к выбору ценных бумаг с учетом экологических, социальных и управленческих факторов. Они выпускаются для финансирования экологических проектов, в том числе тех, которые сокращают выбросы CO₂. По своей сути «зеленые» облигации ничем не отличаются от обычных – это те же самые облигации. Инвесторы одалживают деньги эмитенту (организации, выпускающей облигацию) на определенный срок. Однако в данном случае деньги используются для улучшения состояния окружающей среды и минимизации ущерба природе:

- общая адаптация к изменению климата;
- развитие возобновляемых источников энергии;
- повышение поглощающей способности лесов за счет устойчивого управления лесами и сельскохозяйственными землями;
- рекультивация земель;
- внедрение электротранспорта и т.д.

Чтобы официально считаться «зеленым», выпуск облигаций должен соответствовать Принципам зеленых облигаций (GBP), разработанным Международной ассоциацией рынков капитала (ICMA), или отвечать требованиям Инициативы по выпуску климатических облигаций. Внешний эксперт – компания-верификатор – должен подтвердить «зеленость» облигаций. Если независимый аудит не поднимает вопросы по поводу использования средств, процесса отбора проектов и отчетности, облигации можно считать «зелеными». Однако даже после листинга эмитенты обязаны регулярно отчитываться о затратах и реализации своих экологических проектов.

В 2007 году Европейский инвестиционный банк выпустил первые «экологические» облигации под названием «бонды климатической направленности». Средства предназначались

для финансирования проектов в области альтернативной энергетики и энергоэффективности. Годом позже Международный банк реконструкции и развития выпустил «зеленые» облигации. Затем подобные облигации стали выпускать другие наднациональные организации и банки развития. Переломный момент наступил в 2013 году, когда крупные корпорации вышли на рынок с «зелеными» облигациями. С тех пор выпуск таких облигаций неуклонно растет.

По данным Инициативы по выпуску климатических облигаций, общий объем выпуска «зеленых» облигаций в период с 2007 по 2020 год достиг 1,1 триллиона долларов США, хотя в 2012 году эта цифра не превышала 3,1 миллиарда долларов США. Среди регионов Европа занимает первое место по объему выпуска «зеленых» облигаций – 432,5 млрд долларов США, за ней следуют Северная Америка (237,6 млрд долларов США) и Азиатско-Тихоокеанский регион (219,3 млрд долларов США).

В Российской Федерации тенденция ответственного инвестирования все еще находится в зачаточном состоянии, но первые шаги уже сделаны. Первый официальный выпуск зеленых облигаций состоялся в 2018 году – компания «Ресурсбережение ХМАО» разместила облигации на 1,1 млрд руб. на Московской бирже. Привлечено финансирование на строительство межмуниципального полигона по захоронению, обезвреживанию и переработке твердых бытовых отходов в Нефтеюганском районе. По мнению зарубежных экспертов, ценные бумаги соответствуют принципам зеленых облигаций (GBP). В 2019 году они были включены в базу данных Международного реестра облигаций экологического финансирования, а затем в базу данных облигаций зеленого, социального и устойчивого развития.

Первой российской компанией, разместившей зеленые облигации на внешнем рынке, стали РЖД. Эмиссия состоялась в мае 2019 года – объем составил 500 млн евро. Кредиты на приобретение электровозов и пассажирских поездов «Ласточка» будут финансироваться за счет зеленых денег.

Летом 2019 года на Московской бирже появился отдельный сектор «устойчивое развитие», где можно найти список торгуемых «зеленых» и социальных облигаций. Инвесторам теперь доступны зеленые облигации московского девелопера ФПК «Гарант-Инвест», финансовой компании «Русол 1», банка «Центр-Инвест» и транспортной компании ООО «ТКК».

Кроме того, впервые на Московской бирже были выпущены субфедеральные «зеленые» облигации – столичное правительство разместило их на 70 млрд рублей. Московские власти намерены направить средства на реализацию проектов по снижению выбросов углекислого газа и загрязняющих веществ от автотранспорта. Речь идет о замене автобусного парка Москвы на электробусы, строительстве новых и реконструкции старых станций метро. Размещение прошло успешно – спрос превысил производство на 20%.

По экспертным оценкам, общий объем «зеленых» займов в России к 2023 году составит около 1,85 трлн рублей. Объем выпущенных целевых облигаций в формате устойчивого развития российских компаний и их зарубежных дочерних и зависимых организаций за 3 года оценивается более чем в 524 млрд рублей. Как правило, эти облигации ориентированы на транспортный сектор, промышленное машиностроение и энергетику. Привлеченные средства были направлены на финансирование проектов в 51 регионе России на сумму более 223 млрд рублей.⁸

Применяемые в мировой практике налоговые льготы для эмитентов и инвесторов зеленых облигаций привлекательны своей экономической эффективностью, поскольку могут

⁸ Концепция ESG, декарбонизация и «зеленое» финансирование – краткое изложение результатов 2022 года. <https://energiavita.ru/2023/03/12/esg-dekarbonizaciya-i-zelenye-finansy-rezyume-itogov-2022/>.

обеспечить значительный импульс инвестициям при относительно небольшом влиянии на государственные финансы.

Существует несколько типов налоговых льгот, которые правительства могут ввести для поощрения выпуска зеленых облигаций. Стимулы могут предоставляться как инвестору, так и эмитенту.

Облигации с налоговыми льготами: Инвесторы облигаций получают налоговые льготы вместо процентных выплат, поэтому эмитентам не нужно выплачивать проценты по своим «зеленым» облигациям.

Облигации с прямым субсидированием: Эмитенты облигаций получают денежные компенсации от государства для субсидирования своих чистых процентных платежей.

Облигации, освобожденные от налогов: Инвесторы не должны платить подоходный налог с процентов по «зеленым» облигациям, которыми они владеют (поэтому эмитент может платить более низкую процентную ставку).

Например, в результате выпуска и размещения зеленых облигаций с государственной гарантией:

- государство получает гарантию на реализацию необходимого проекта, направленного на снижение выбросов CO₂ или поглощение парниковых газов;
- выпускаются на льготных условиях;
- инвесторы освобождаются от налогов.

2.3. Государственные инструменты по снижению затрат на покупку электроэнергии для энергоёмких промышленных потребителей

Еще одним способом снижения издержек крупных энергоёмких потребителей является субсидирование части затрат на электроэнергию таких потребителей, а также компенсация части затрат на строительство новой энергетической инфраструктуры из Государственного фонда декарбонизации, который пополняется от сбора углеродных платежей в стране [Цахаева, 2015].

В частности, субсидирование предполагает заключение регулируемых долгосрочных договоров на поставку электроэнергии и мощности по льготным ценам государственными энергогенерирующими компаниями, производящими преимущественно «чистую» электроэнергию («Росэнергоатом», «Русгидро» и др.), с поэтапным подходом к рыночным ценам в течение 3–5 лет. Понятно, что такие договоры должны быть ограничены по характеру и объему и заключаться только с теми энергоёмкими потребителями, которые испытывают крайние трудности с адаптацией к росту затрат на электроэнергию и бесперебойное функционирование которых имеет особое стратегическое и/или социальное значение.

Кроме того, одним из механизмов субсидирования может стать региональная дифференциация количества бесплатных углеродных сертификатов, выдаваемых государством (в рамках общего для страны лимита на суммарный объем выбросов в соответствующем году), в зависимости от поглощающей способности лесов в регионе. Поскольку крупные энергоёмкие производства Российской Федерации сосредоточены в основном за Уралом, в регионах, богатых лесами с высокой способностью поглощать углерод, рост стоимости электроэнергии для этих потребителей в условиях энергетического перехода будет ниже. Это также послужит экономическим стимулом для переноса энергоёмких производств из европейской части страны и Урала в регионы с дешевой «чистой» энергией.

Таким образом, основной эффект от создания национальной системы углеродных расчетов и национального фонда декарбонизации – это возможность «держатъ» собранные деньги

в стране и использовать их в целях декарбонизации экономики. Необходимо снизить финансовую нагрузку на основных потребителей энергии за счет государственных субсидий на реализацию проектов по использованию возобновляемых источников энергии в электроэнергетике.

С учетом проведенного анализа можно графически представить систему мер на государственном уровне по минимизации экономического воздействия на крупных потребителей электроэнергии и основные задачи. (Рис. 5).

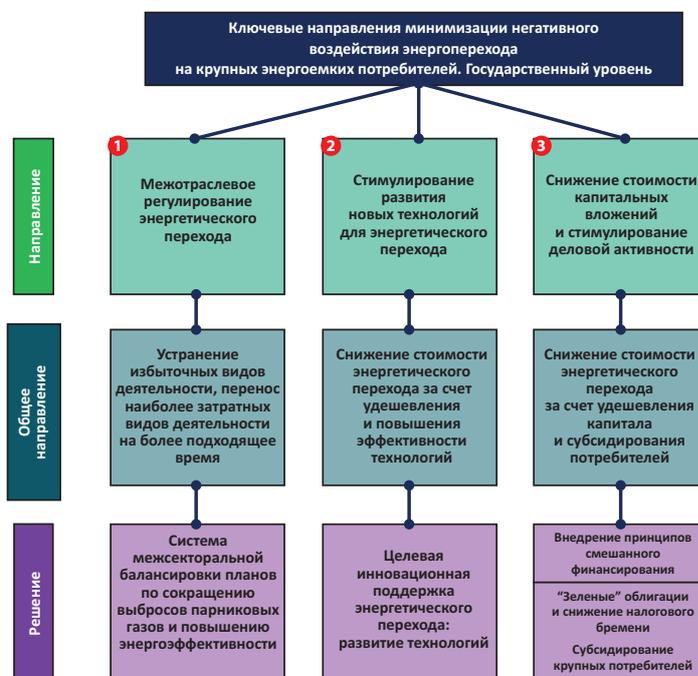
3. Перспективные корпоративные действия по адаптации энергоёмких отраслей к последствиям увеличения доли возобновляемых источников энергии в балансе электроэнергии

3.1. Опыт российской энергоёмкой промышленности по адаптации к структурным изменениям в электроэнергетике

Традиционный подход крупных энергоёмких потребителей к снижению затрат на электроэнергию (снижение цен на покупаемую электроэнергию и перенос производственных мощностей в регионы с дешевой электроэнергией) приобретает новое «измерение» в контексте мер по декарбонизации в электроэнергетике.

Часть «снижение цены покупаемой электроэнергии» (борьба с перекрестным субсидированием, участие в ценообразовании на отдельные услуги, изменение доли затрат на декарбонизацию в конечной цене электроэнергии и т. д.) подразумевает более интенсивную работу по ценообразованию со стороны крупных потребителей электроэнергии. Часть «перемещение производства в регионы с дешевой электроэнергией» имеет дополнительный смысл: перемещение производства с запада на восток России означает перемещение из зоны с большей долей тепловых электростанций в региональную структуру производства электроэ-

Рис. 5. Ключевые направления минимизации негативного воздействия энергоперехода на крупных энергоёмких потребителей. Государственный уровень
Fig. 5. Key areas of minimising the negative impact if energy transition on large energy-intensive consumers. State level



нергии в зону с большей долей гидроэлектростанций в региональной структуре производства электроэнергии. Это помогает снизить общий уровень выбросов парниковых газов в стране.

Следует отметить, что подход «перевода производства в регионы с дешевой электроэнергией» актуален для всех экономических систем (не только рыночных), что подтверждается историей индустриализации и электрификации России в прошлом веке.

Основные этапы (волны) российской индустриализации в советский период характеризуются ресурсно-географическими особенностями (энергоёмкие отрасли «бегут» в поисках более дешевой энергии):

1 этап. Начало XX века. Первоначальное развитие энергетического потенциала европейской части страны (местное ископаемое топливо, связывание генерации с уже существующим промышленным производством).

2 этап. Вторая четверть XX века. Строительство энергопромышленных комплексов в европейской части России и на Урале (с созданием новых крупных энергоёмких производств в Уральской зоне). Основным источником первичной энергии является уголь Уральского региона и гидроэлектростанции (ГЭС) в европейской части России.

3 этап. Третья четверть XX века. Строительство энергопромышленных комплексов в Западной и Центральной Сибири (с созданием в этих регионах новых крупных энергоёмких производств). Это связано с освоением энергетики сибирских рек и освоением месторождений угля и газа.

4 этап. Вторая половина третьей и первое десятилетие четвертой четверти XX века. В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке в преддверии промышленного производства строятся крупные гидроэлектростанции и современные угольные электростанции. Четвертый этап следует считать незавершенным (значительная часть ГЭС не востребована промышленными потребителями).

Эта тенденция сохраняется и по сей день. Новые энергоёмкие производства размещаются ближе к востоку, где есть крупные гидроэлектростанции, а крупные энергоёмкие предприятия, созданные в европейских регионах и на Урале в середине прошлого века, постепенно реструктурируются или закрываются.

Следует учитывать соответствующий международный опыт. Компании из стран, имеющих количественные обязательства по сокращению выбросов, заинтересованы в перемещении производства со значительным углеродным следом в развивающиеся страны, где таких обязательств нет (так называемые «районы загрязнения»), а затем импортировать продукцию обратно. Около 25–30% мировых выбросов импортируются и экспортируются из страны в страну. Европейский Союз является нетто-импортером углерода, а основными экспортёрами CO₂ в ЕС являются Северная Америка, Россия и Китай. Однако эта практика будет значительно сокращена после введения трансграничного регулирования выбросов углерода.

3.2. Ключевая корпорация для обеспечения адаптации крупных энергоёмких потребителей к последствиям энергетического перехода

Действия на уровне компании во всех областях можно разделить на три основных типа: управление, энергопотребление и энергоснабжение.

1. Действия руководства

Эти действия, как правило, носят комплексный и стратегический характер, в частности:

- Изменение структуры управления компанией с целью повышения эффективности разработки и реализации стратегии, в частности в области энергоэффективности и декарбонизации:
 - 1) создание специального подразделения для управления стратегией энергоэффективности и декарбонизации;
 - 2) возложение ответственности на внутреннего специалиста по энергоэффективности для обеспечения определения и успешной реализации реалистичной общей стратегии;
 - 3) расширение ответственности за решения в области энергоэффективности на уровне высшего руководства;
 - 4) согласование ключевых КПЭ по энергоэффективности и декарбонизации с ключевыми КПЭ общего управления.
- Поощрение мероприятий по декарбонизации в цепочке поставок, поскольку это повлияет на содержание углерода в каждом приобретенном продукте.
- Оказание поддержки потребителям/клиентам в процессе декарбонизации, что приводит к общему снижению выбросов углерода в результате деятельности компании.

Примером может служить схема организации управления вопросами изменения климата в компании «Норильский никель».

Решение проблем изменения климата на всех уровнях корпоративного управления – от совета директоров до высшего руководства.⁹

2. Действия в области энергопотребления

Основная цель этих действий — экономия энергии, что приводит к снижению выбросов углекислого газа и, в конечном итоге, к снижению эксплуатационных расходов.

Типичные действия в области энергопотребления включают:

- Замена и модернизация устаревшего оборудования – один из стандартных способов повышения энергоэффективности предприятия. Эти меры могут варьироваться от простого перехода на светодиодное освещение до более сложной модернизации электродвигателей и их приводов на производстве или повышения эффективности системы отопления, вентиляции и кондиционирования воздуха в здании.
- Использование интеллектуальных систем управления нагрузкой на базе цифровых решений позволяет выйти за рамки простого мониторинга. При правильном управлении и автоматизации предприятие может добиться значительной экономии электроэнергии; современные системы управления энергопотреблением зданий способны моделировать объект и его реакцию на изменение нагрузки.
- Электрификация транспортного парка компании может значительно сократить прямые выбросы CO₂, особенно в сочетании с интеллектуальными системами зарядки. Ярким примером этого является опыт горнодобывающей компании Rio Tinto, которая, стремясь сократить углеродный след своего производства, заказала маневровые локомотивы, работающие на литий-ионных батареях, для перевозки угля на территории шахты в Австралии.¹⁰
- Анализ производственного процесса. Это означает, что экономия энергии может быть достигнута путем внесения изменений в отдельные этапы производственного процесса, например, снижения температуры пара, без ущерба для общего качества процесса.

⁹ Отчет об устойчивом развитии ПАО «ГМК «Норильский никель» на 2021 год. https://www.nornickel.ru/files/ru/investors/disclosure/NN_CSO2021_RUS_0706.pdf.

¹⁰ Rio Tinto заказывает аккумуляторные локомотивы для Mining Rail в Австралии. <https://www.energytech.com/emobility/article/21213991/rio-tinto-orders-batteryelectric-locomotives-for-mining-rail-in-australia>.

3. Действия в сфере энергоснабжения

Основная задача в данном случае – сократить объем косвенных выбросов в общем углеродном следе продукции крупного энергоёмкого потребителя.

Типичные виды деятельности в области энергоснабжения включают:

- Местное производство зеленой электроэнергии, т.е. производство электроэнергии с использованием низкоуглеродных технологий, таких как солнечная фотоэлектрическая энергия, энергия ветра, биоэнергетика и т.д.
- Переход на низкоуглеродное тепло может привести к значительному сокращению прямых выбросов. Декарбонизация теплоснабжения – одна из важнейших проблем, стоящих перед энергетической отраслью. Необходимо приложить усилия для повышения эффективности теплоснабжения (например, с помощью ТЭЦ), электрификации теплоснабжения (например, с помощью низкотемпературных или высокотемпературных тепловых насосов, в зависимости от области применения) или декарбонизации источника топлива (например, переход с природного газа на чистый газ).
- Стать «производящим потребителем» на энергетических рынках, т.е. производить избыточную электроэнергию, которую можно продать. Это типичный способ для компаний добиться отрицательных выбросов углерода в секторе энергоснабжения, которые используются для компенсации выбросов углерода в других сферах бизнеса. Кроме того, это может создать новые источники дохода от продажи излишков энергии.
- Покупка электроэнергии с нулевым уровнем выбросов углерода предполагает заключение договоров с поставщиками энергии по «зеленым» тарифам или соглашение о покупке электроэнергии у производителя возобновляемой энергии, гарантирующего происхождение потребляемой энергии.
- Само по себе внедрение систем хранения энергии не гарантирует снижения выбросов углекислого газа, но может способствовать их сокращению, если использовать их в качестве средства оптимизации (например, оптимизировать поток энергии от местного производства).
- Оптимизация энергоснабжения на основе потребления и тарифов на энергию.
- Внедрение методологии оценки влияния климатических рисков на финансовые показатели и финансовую устойчивость компании на основе рекомендаций Рабочей группы по раскрытию финансовой информации, связанной с изменениями климата, на уровне компании, ее подразделений, дочерних и зависимых обществ. Эта группа находится под эгидой Совета по финансовой стабильности.

Риски, оцененные с использованием этой методологии:

- Физические риски, связанные с возникновением неблагоприятных метеорологических условий и стихийных бедствий. Они выражаются в снижении предсказуемости климата и увеличении числа опасных гидрометеорологических явлений (засухи, наводнения, ураганы, продолжительные ливневые дожди, крупный град и т.д.);
- Риски переходного периода в виде изменений в законодательстве (налогообложение выбросов парниковых газов, обязательства по использованию новых технологий, запреты на определенные виды деятельности и использование определенных веществ); снижение терпимости общества к «грязным» отраслям и интереса инвесторов к определенным отраслям. Кроме того, в результате по-

вышения рисков увеличивается стоимость страхования и займов.

Цены на электроэнергию и надежность энергоснабжения являются ключевыми факторами при принятии многих стратегических решений крупными энергоёмкими потребителями, но особенно важны они при принятии решений, связанных с необходимостью адаптации к радикально меняющимся условиям производства.

Возможные варианты адаптации энергоёмких потребителей к росту цен на энергоносители в связи с энергетическим переходом:

- *Рыночная покупка электроэнергии посредством заключения долгосрочных договоров (свободных или регулируемых)* – электроэнергия и/или мощность обычно приобретаются по долгосрочному договору с верхним и нижним ценовым лимитом. Условия энергоснабжения и ценовой риск ограничены на срок действия контракта. Варианты заключения долгосрочных договоров, позволяющих потребителям временно адаптироваться к повышению цены на электроэнергию, более подробно рассмотрены в следующем подразделе.
- *Независимая генерация электроэнергии* – это когда крупный энергоёмкий потребитель строит или покупает (арендует) электростанцию, производящую относительно «чистую» электроэнергию (в идеале гидроэлектростанцию). Это позволяет потребителю обеспечить стабильное снабжение производства энергией и фиксировать цены на электроэнергию. Электроэнергию можно продавать другим потребителям (при наличии подключений). Пример: приобретение «РУСАЛ» («Евросибэнерго») Ондинской ГЭС, аренда Братской ГЭС, строительство «Лукойлом» собственной генерации попутного газа.
- *Приобретение права собственности на источник топлива* – потребитель может владеть источником топлива (газовое месторождение, поглотитель угольного метана и т.д.) и «конвертировать» топливо в электроэнергию с помощью независимой электростанции. Это может дать потребителю некоторый контроль над рисками энергоснабжения и ценами на электроэнергию, а также обеспечить защиту от падения цен на его продукцию (если топливо доступно для продажи). Строительство ПАО «Лукойл» собственной электростанции попутного газа в Астраханской области.
- *Полная интеграция основного производства* крупного энергоёмкого потребителя и источника дешевой и «чистой» электроэнергии. В результате потребитель оказывается в значительной степени защищен от влияния внешнего рынка электроэнергии. Пример: Богучанское энерго-металлургическое объединение (БЭМО) – это объединение одного юридического лица и единого производственного комплекса Богучанской ГЭС и Богучанского алюминиевого завода.

3.3. Возможные варианты нерегулируемых двусторонних договоров, обеспечивающих баланс интересов производителей и потребителей электроэнергии и хеджирующих риски потребителей

Индексация цен на энергоносители к ценам на сырье – для потребителей электрической энергии и энергопроизводящих товаров

Этот вариант основан на корректировке цен на электроэнергию в соответствии с изменением цен на электропотребляющую продукцию, хотя и вводит новый фактор риска для продавца, поскольку выручка от производства энергии

будет напрямую зависеть от цены на электропотребляющую продукцию. Для поставщика электроэнергии, напрямую подключенного к одному конкретному потребителю (без возможности реализации произведенной электроэнергии на свободном рынке), такой риск уже существует, поскольку энергокомпания зависит от уровня рентабельности потребителя. Если потребитель закроет свое предприятие, то производитель энергии, скорее всего, понесет убытки, поскольку вероятность найти в прилегающей местности нового потребителя с таким же потреблением крайне мала. В таких случаях привязка к цене акций существенно не увеличивает риск. Приблизительную формулу можно описать следующим образом:

$$\text{Выручка} = (\text{объем за определенный период}) \times (\text{цена энергии по контракту}) \times (\text{поправочный коэффициент на изменение цен на товары}).$$

На мировом рынке есть несколько примеров такой корректировки договорных цен.

Например, в Европе для контрактов, основанных на примерно 25-процентной доле затрат на электроэнергию в общих затратах компаний, производящих алюминий, контрактная цена на электроэнергию корректировалась на коэффициент 0,25. (Увеличение цены на электроэнергию на 25% соответствует увеличению цены на алюминий на 100% и наоборот). Цена корректируется ежемесячно, что означает, что каждый месяц стоимость электроэнергии должна корректироваться в соответствии с изменениями на биржевом рынке.

Например, если товаром является металл, цены часто получают с Лондонской биржи металлов (ЛБМ); цены на поставки на срок до трех месяцев вперед могут основываться на биржевых ценах. Ниже приведены примеры долгосрочных контрактов, в которых цены привязаны к ценам на металлы на ЛБМ.

Одна из возможностей для сторон – договориться об использовании спотовых цен по биржевому курсу (или по курсу другого рынка или пункта в сети), но с фиксированным максимумом, то есть использовать максимальную согласованную цену, если цены на момент платежа превышают определенный уровень. Максимальная цена в этом случае выступает в качестве ценового лимита или потолка.

Такие контракты похожи на опцион, где клиент автоматически использует лимитную цену, если цены превышают согласованный максимальный уровень. По таким контрактам клиент обязан уплатить премию, эквивалентную премии по опционным сделкам. В зависимости от уровня лимита, срока действия и типа контракта дополнительная премия по опциону на максимальную цену без ограничений на минимальный уровень может составлять 5–20% от текущей рыночной цены. При наличии ограничения по минимальной цене, которое работает в пользу продавца, общий размер премии снижается по сравнению с опционом, где минимальное ограничение отсутствует.

Если цена ниже оговоренного максимума, будет использован следующий метод расчета:

$$\text{Выручка} = (\text{объем за определенный период}) \times (\text{цена на момент оплаты}) + (\text{объем за определенный период}) \times (\text{опционная премия}).$$

Если цена выше оговоренного максимума, то:

$$\text{Выручка} = (\text{объем за определенный период}) \times (\text{фиксированная максимальная цена}) + (\text{объем за определенный период}) \times (\text{опционная премия}).$$

Такая структура дает потребителю дополнительный стимул покупать более дешевую энергию, когда цена на момент оплаты низкая, но при этом гарантирует, что цена не превысит определенного уровня. Продавец не имеет фиксированной минималь-

ной цены и рискует падением цен, но получает доход от опционных премий.

Максимальная цена может быть любой. Чем выше максимальная цена, тем ниже премия. При очень высокой максимальной цене структура больше похожа на контракт с ценами на момент оплаты, но со страховым элементом для защиты от экстремальных значений цен. Для расчета премии используется вероятность будущих изменений цен.

Помимо максимального лимита, в договоре могут быть также предусмотрены ограничения минимального уровня цен.

Как и максимальная цена, минимальная цена применяется, когда цены на момент оплаты формируются ниже определенного уровня.

Двусторонние контракты на поставку энергии, которые дают покупателю (или иногда продавцу) право решать, когда потреблять энергию в соответствии с контрактами

Эта свобода определяется отношением максимальной мощности энергоснабжения в МВт к общему количеству энергии по контракту.

Формула может быть описана следующим образом:

$$\text{Объем энергии по договору (ГВт-ч)} = \text{лимит мощности по договору (МВт)} \times \text{часы использования}.$$

Договор на базовую нагрузку с количеством часов

Любой контракт, в котором покупатель может выбирать время использования энергии (часы использования меньше годового максимума 8760), а также берет на себя обязательства по сокращению потребления в определенные часы, имеет более низкую стоимость, чем контракт с базовой нагрузкой.

Ограничение уровня цены на электрическую энергию долей затрат на покупку электрической энергии в общих производственных затратах потребителя

Пример долгосрочного контракта с ценой на электроэнергию, ограниченной долей затрат на электроэнергию в общих расходах крупного энергоемкого потребителя – компании Albras (Бразилия): Стоимость электроэнергии не должна превышать 25% от общих производственных затрат компании.

Контракты с фиксированной ценой

Продажа по фиксированной цене снижает риск для потребителя электроэнергии. Типичный подход к расчету описан ниже: $\text{Выручка} = (\text{Объемы за определенный период}) \times (\text{договорная фиксированная цена}).$

Кроме того, такие контракты могут ежегодно корректироваться с учетом изменений общего уровня цен, например, инфляции:

$$\text{Цена за год } n+1 = (\text{Фиксированная договорная цена за год } n) \times (100 + \text{процентное изменение общего уровня цен с года } n \text{ до года } n+1)/100.$$

Индексация также может проводиться чаще, например ежемесячно. Контракты могут быть полностью или частично привязаны к инфляции (индекс инфляции менее 100%).

Такая индексация обычно возможна только при заключении прямых двусторонних контрактов между покупателем и продавцом. Продажа электроэнергии по фиксированной цене также гарантирует доход и снижает ценовой риск для производителя энергии. Чтобы равномерно распределить риск между сторонами, можно разделить объемы пополам, при этом одна половина оплачивается по фиксированной цене, а другая – по переменной (на момент оплаты).

Примеры долгосрочных контрактов с ценами на электроэнергию, скорректированными на инфляцию:

Aluminium Dunkerque (Франция) – ежегодно цена на электроэнергию изменяется пропорционально уровню инфляции во Франции, уменьшаясь на 1%;

1) Elkem Aluminium (Норвегия) - цена на электроэнергию для завода в Норвегии ежегодно увеличивается на 60% от уровня роста оптовых цен в Норвегии (но не более чем на 6% в год).

Связь между ценами на электроэнергию и процентными ставками

Для владельца ГЭС или АЭС основной составляющей цены будет стоимость капитала. В этом случае, чтобы компенсировать потребителю повышение рыночной цены на электроэнергию, с одной стороны, и сохранить доходы поставщика, с другой стороны, можно привязать цены на энергоносители к процентной ставке:

$$\text{Выручка} = (\text{объем за данный период}) \times (\text{цена энергии по договору}) \times (\text{корректировки в связи с изменением процентной ставки по финансированию электростанций}).$$

«Синтетическая» формула представляет собой многофакторную привязку цен на электроэнергию

В случае долгосрочных контрактов на поставку электроэнергии крупным энергоёмким потребителям, которые экспортируют значительный объем промышленных товаров по рыночным ценам, предлагается использовать следующую "синтетическую" формулу для определения цены на электроэнергию.

Для хеджирования валютных рисков как производителя электроэнергии (продавца), так и крупного энергоёмкого потребителя (покупателя), контрактная цена на электроэнергию ежегодно определяется на 50% от объема потребленной электроэнергии в рублях и на 50% от объема потребленной электроэнергии в долларах США.

Формула расчета контрактной цены на электроэнергию применяется на уровне (Минимальная цена за тонну) ≤ (Биржевая цена за тонну) ≤ (Максимальная цена за тонну):

$$P_c = P_b + \left(0,5 \cdot (C_p - C_v) \cdot V \cdot \frac{(P_c - P_b) \cdot E}{(P_w - P_b) \cdot E + (T_p - T_r) \cdot V}\right) / E + A, \quad (2)$$

где P_c – договорная цена электроэнергии, P_b – начальная (базовая) цена электроэнергии в копейках/кВтч (прогнозная средневзвешенная цена электроэнергии для объектов крупного энергоёмкого потребителя в базовом (начальном) году); P_w – средневзвешенная цена электроэнергии на рынке в предыдущем году; T_p – биржевая цена продукции крупного энергоёмкого потребителя (денежная) в предыдущем году; V – объем производства биржевой продукции крупного энергоёмкого потребителя; E – объем потребления электроэнергии; A – «премия» к контрактной цене (может быть положительной или отрицательной).

Премия к цене контракта определяется следующим образом:

1) (Биржевая цена за тонну) > (Максимальная цена за тонну):

$$A = 0,1 \cdot (T_p - T_{max}) \cdot \frac{V}{E}, \quad (2.1)$$

где T_{max} – максимальная биржевая цена на продукцию крупного энергоёмкого потребителя, используемая для расчета договорной цены на электроэнергию по долгосрочному контракту;

2) (Биржевая цена за тонну) < (Минимальная цена за тонну):

$$A = -0,1 \cdot (T_p - T_{min}) \cdot \frac{V}{E}, \quad (2.2)$$

Где T_{min} – минимальная цена замещения продукции крупного энергоёмкого потребителя, которая используется для расчета контрактной цены на электроэнергию в долгосрочных контрактах.

Соотношение между показателями V и E определяется как отношение документально подтвержденного фактического объема поставленной электроэнергии в базовом (стартовом) году к объему производства биржевого продукта крупного энергоёмкого потребителя в базовом (стартовом) году.

При определении цены контракта в рублях и валюте (USD) в расчетах учитываются объем производства обменного продук-

та крупного энергоёмкого потребителя и потребление электроэнергии (V и E соответственно) по 50%.

P_b и T_e остаются неизменными в соответствии с долгосрочными контрактами на покупку и продажу электроэнергии.

При расчете цены контракта в твердой валюте, если значение $P_w \geq$ (максимальная цена контракта), то P_w равно (максимальная цена контракта).

При расчете цены контракта в рублях, если значение $P_{с руб} \geq \{(максимальная цена контракта) \cdot Z_{базовая}\}$, то $P_w = \{(максимальная цена контракта) \cdot Z_{базовая}\}$.

$Z_{базовая}$ – базовая ставка (конвертация валюты в рубли).

При расчете цены контракта в твердой валюте, если значение $T_p \leq T_{min}$ то $T_p = T_{min}$.

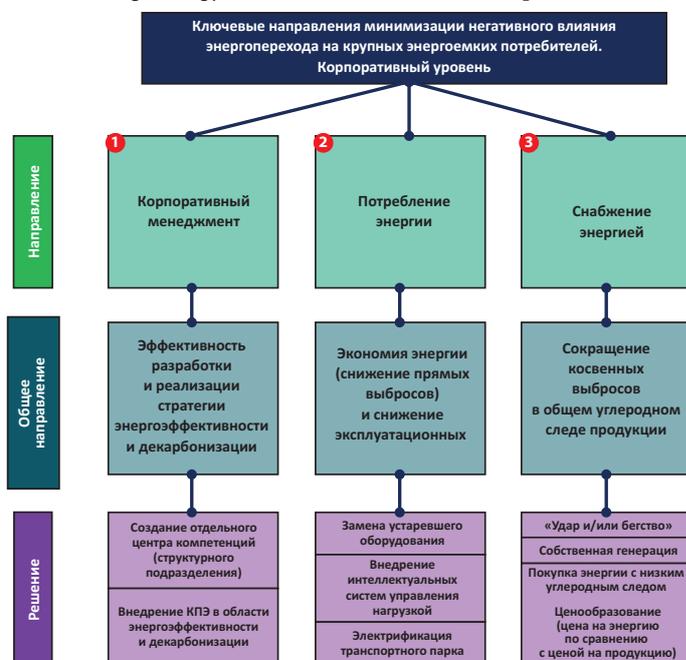
При расчете цены контракта в рублях, если значение $T_p \leq T_{min} \cdot Z_{базовая}$ то $T_p = T_{min} \cdot Z_{базовая}$.

Предлагается формула (2) для определения цены электрической энергии в рамках долгосрочного договора купли-продажи электрической энергии, которая в определенной степени синтезирует вышеупомянутые варианты формирования цены договора одновременно:

- ставит договорную цену на электроэнергию в зависимость как от рыночной (биржевой) цены крупной энергоёмкой потребительской продукции, так и от рыночной (биржевой) цены на электроэнергию, тем самым хеджируя ценовые риски как покупателя, так и продавца; устанавливает гибкий верхний предел и более низкие пределы договорной цены на электрическую энергию, обеспечивая тем самым известную предсказуемость цены для обеих сторон договора;
- хеджирует риски существенных колебаний курса рубля как для покупателя, так и для продавца.

Таким образом, систему мер, предлагаемых в данном исследовании для минимизации экономического бремени от воздействия энергопотребления на крупных потребителей электроэнергии, можно наглядно проиллюстрировать по аналогии с мерами на государственном уровне (Рис. 6)

Рис. 6. Основные направления минимизации негативного влияния энергоперехода на крупных энергоёмких потребителей на корпоративном уровне
 Fig. 6. Key areas of minimising the negative impact of energy transition on large energy-intensive consumers at the corporate level



Заключение

Чем больше финансовая нагрузка на крупных энергоёмких потребителей, тем дороже обойдется реализация мер по декарбонизации. В результате стоимость электроэнергии, потребляемой энергоёмкими отраслями, будет расти.

Ключевое влияние на стоимость перехода оказывают два фактора: снижение стоимости технологий производства электроэнергии как из традиционных, так и из новых (возобновляемых) источников благодаря непрерывному научно-техническому прогрессу; и стоимость капитала, необходимого для реализации программы декарбонизации.

Мы считаем, что партнерство государственного и частного секторов сыграет решающую роль в решении этой проблемы. Государство должно сыграть решающую роль в формировании такого партнерства, предоставив предпринимателям и инвесторам благоприятную политическую основу для принятия долгосрочных решений по разработке, финансированию и созданию объема проектов, необходимых для энергетического перехода.

Усилия государства как катализатора и регулятора инновационных процессов должны быть направлены на создание и поддержку эффективных и конкурентоспособных национальных инновационных институтов. Не менее важным направлением, требующим внимания государства, является снижение стоимости капитала, необходимого для реализации Программы перехода к энергетике. Как отмечается в документе, основным препятствием для мобилизации дешевого капитала является высокий уровень риска для инвесторов, включая страновой риск, валютный риск и риск вывода средств, а также коммерческие и чисто технологические риски. Соответственно, первой и важнейшей задачей правительства является реализация мер, направленных на снижение рисков для инвесторов и обеспечение баланса между риском и доходностью инвестиций.

Одним из важнейших методов обеспечения такого баланса является механизм смешанного (льготного) финансирования, который направлен на привлечение частного капитала туда, где он наиболее необходим, и на снижение стоимости капитала для таких проектов. Основной принцип смешанного финансирования – предоставление капитала на льготных условиях (т.е. по ставкам ниже рыночных) государством и отдельными институциональными инвесторами (банками развития и т.д.) с целью изменения соотношения риск/вознаграждение таким образом, чтобы частные инвесторы были заинтересованы

во вложении своего коммерческого капитала на обычных рыночных условиях.

Эффективным и активно используемым (в том числе в российской практике) методом стимулирования инвестиций в энергетический переход, снижения рисков частных инвесторов и стоимости привлекаемого капитала является смешанное (льготное) финансирование выпуска зеленых облигаций или облигаций устойчивого развития.

Рассмотренные в данном исследовании системные направления политики будут наиболее эффективны для поддержки энергоёмких потребителей, которые испытывают крайние трудности в адаптации к росту стоимости электроэнергии и дальнейшее функционирование которых имеет особое стратегическое и/или социальное значение. Большой интерес представляет заключение государственными генерирующими компаниями долгосрочных договоров на поставку электрической энергии и мощности таким потребителям по льготным ценам с постепенным приближением к рыночным, а также другие меры прямой поддержки.

Успешная адаптация крупных энергоёмких потребителей к последствиям энергетического перехода также требует изменений в корпоративной политике, структуре управления и экономическом поведении. Доступ к относительно дешевой «чистой» электроэнергии становится важным конкурентным преимуществом, стимулирующим постепенное перемещение крупных энергоёмких производств из зоны с высокой долей тепловых электростанций в структуре региональной генерации в зоны с более высокой долей гидроэлектростанций и возобновляемых источников энергии.

Важными способами адаптации крупных энергоёмких потребителей, которые можно встретить как в мировой, так и в российской практике, являются различные формы их интеграции с производителями дешевой электрической энергии. Они варьируются от заключения долгосрочных прямых договоров купли-продажи электрической энергии и мощности с хеджированием рисков договаривающихся сторон до покупки или аренды генерирующих мощностей и создания совместных предприятий с крупными генерирующими компаниями.

Исследование позволит усовершенствовать концепцию комплексной трансформации электроэнергетики в рамках глобального энергетического перехода, обеспечить применение системных мер и не допустить замедления устойчивого развития энергоёмких отраслей промышленности Российской Федерации.

Литература

- Белобородов С.С., Гашо Е.Г., Ненашев А.В. (2021). *Возобновляемые источники энергии и водород в энергосистеме: проблемы и преимущества*. СПб., Научное издание, 151.
- Daumas L. (2021). *Should we be afraid of transition risks - Review of applied literature*. French Association of Environmental and Resource Economists (FAERE), May: 3–11.
- Hund K., La Porta D., Fabregas T., Laing T., Drexhage J. (2020). *Minerals to combat climate change: the mineral intensity of the transition to clean energy*. International Bank for Reconstruction and Development, 12–14.
- Коданева С.И. (2022). Энергетический переход: мировые тренды и их последствия для России. *Контуры глобальных трансформаций: политика, экономика, право*, 1(15): 167–185.
- Lee B. (2016). Transformation of our world: Implementation of the 2030 Agenda with the help of indicators of the sustainable development goals. *Journal of Public Health Policy*, 37: 13–31. DOI: 10.1057/s41271-016-0002-7.
- Максимов А. (2020). ВИЭ 2.0: Новая программа развития «зеленой» энергетики в России. *Энергетическая политика*, 11(153): 22–23. DOI: 10.46920/2409-5516_2020_11153_22.
- Marku A. (2021). Mechanism of adjustment of the EU carbon border (CBAM). *ERCST*, 14: 564.
- Nallapaneni M., Satish K., Shaurat S. (2020). Operational characteristics of a network solar photovoltaic system integrated into prefabricated portable houses in a warm and temperate climate. *Energy for Sustainable Development*, 57: 109–118. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2020.05.008>.

Сологубова Г.С., Богачев В.Ф., Горенбургов М.А. Барьеры финансирования сектора возобновляемых источников энергии. *Глобальная энергия*, 4.

Цахаева К.Н. (2015). Анализ эффективности государственной поддержки возобновляемых источников энергии. *Управление экономическими системами*, 2(74): 22.

Усачева И.В., Гладкая Е.А., Ландин С.В. (2022). Гибридные накопители энергии: проблемы и перспективы технологий хранения энергии. *Научные труды Вольного экономического общества России*, 4(236): 149–167.

References

Beloborodov S.S., Gasho E.G., Nenashev A.V. (2021). *Renewable energy sources and hydrogen in the power system: Problems and advantages*. Saint Petersburg, Naukoemkie tekhnologii, 151. (In Russ.)

Daumas L. (2021). *Should we be afraid of transition risks - Review of applied literature*. French Association of Environmental and Resource Economists (FAERE), May: 3-11.

Hund K., La Porta D., Fabregas T., Laing T., Drexhage J. (2020). *Minerals to combat climate change: The mineral intensity of the transition to clean energy*. International Bank for Reconstruction and Development, 12-14.

Kodaneva S.I. (2022). Energy transition: Global trends and their consequences for Russia. *Contours of Global Transformations: Politics, Economics, Law*, 1(15): 167-185. (In Russ.)

Lee B. (2016). Transformation of our world: Implementation of the 2030 Agenda with the help of indicators of the sustainable development goals. *Journal of Public Health Policy*, 37: 13-31. DOI: 10.1057/s41271-016-0002-7.

Maksimov A. (2020). RES 2.0: A new program for the development of 'green' energy in Russia. *Energy Policy*, 11(153): 22-23. DOI: 10.46920/2409-5516_2020_11153_22. (In Russ.)

Marku A. (2021). Mechanism of adjustment of the EU carbon border (CBAM). *ERCST*, 14: 564.

Nallapaneni M., Satish K., Shaurat S. (2020). Operational characteristics of a network solar photovoltaic system integrated into prefabricated portable houses in a warm and temperate climate. *Energy for Sustainable Development*, 57: 109-118. <https://doi.org/10.1016/j.esd.2020.05.008>.

Sologubova G.S., Bogachev V.F., Gorenburgov M.A. (2020). Barriers to financing the renewable energy sector. *Global Energy*, 4. (In Russ.)

Tsakhayeva K.N. (2015). Analysis of the effectiveness of state support for renewable energy sources. *Management of Economic Systems*, 2(74): 22. (In Russ.)

Usacheva I.V., Gladkaya E.A., Landin S.V. (2022). Hybrid energy storage: Problems and prospects of energy storage technologies. *Scientific Works of the Free Economic Society of Russia*, 4(236): 149-167. (In Russ.)

Информация об авторе

Максим Максимович Балашов

Ведущий консультант, Министерство энергетики Российской Федерации (Москва, Россия).

Область научных интересов: возобновляемая энергетика, энергоэффективность, развитие электроэнергетики в условиях четвертой промышленной революции.

m89852257058@gmail.com

About the author

Maxim M. Balashov

Lead advisor, Ministry of Energy of the Russian Federation (Moscow, Russia).

Research interests: renewable power, energy efficiency, power industry development in the conditions of the fourth industrial revolution.

m89852257058@gmail.com

作者信息

Maxim M. Balashov

俄罗斯联邦能源部主导顾问（俄罗斯莫斯科）、。

研究领域：可再生能源、能源效率、第四次工业革命条件下的电力工业发展。

m89852257058@gmail.com

Статья поступила в редакцию 15.08.2023; после рецензирования 21.09.2023 принята к публикации 28.09.2023. Автор прочитал и одобрил окончательный вариант рукописи.

The article was submitted on 15.08.2023; revised on 21.09.2023 and accepted for publication on 28.09.2023. The author read and approved the final version of the manuscript.

文章于 15.08.2023 提交给编辑。文章于 21.09.2023 已审稿。之后于 28.09.2023 接受发表。作者已经阅读并批准了手稿的最终版本。