

Федеральное государственное образовательное бюджетное учреждение
высшего образования
«Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации»

На правах рукописи

Балашов Максим Максимович

ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ОТРАСЛИ В ЦЕЛЯХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

5.2.3. Региональная и отраслевая экономика: экономика промышленности

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Научный руководитель

Линдер Наталия Вячеславовна,
доктор экономических наук, профессор

Москва – 2025

Диссертация представлена к публичному рассмотрению и защите в порядке, установленном ФГОБУ ВО «Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации» в соответствии с предоставленным правом самостоятельно присуждать ученые степени кандидата наук, ученые степени доктора наук согласно положениям пункта 3.1 статьи 4 Федерального закона от 23 августа 1996 г. № 127-ФЗ «О науке и государственной научно-технической политике».

Публичное рассмотрение и защита диссертации состоятся 3 июня 2025 г. в 15:00 часов на заседании диссертационного совета Финансового университета Д 505.001.102 по адресу: Москва, Ленинградский проспект, д. 51, корп. 1, аудитория 1001.

С диссертацией можно ознакомиться в диссертационном зале Библиотечно-информационного комплекса ФГОБУ ВО «Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации» по адресу: 125167, Москва, Ленинградский проспект, д. 49/2, комната 100, и на официальном сайте Финансового университета в информационно-телекоммуникационной сети «Интернет» по адресу: www.fa.ru

Персональный состав диссертационного совета:

председатель – Трачук А.В., д.э.н., профессор;
заместитель председателя – Абдикеев Н.М., д.техн.н., профессор;
заместитель председателя – Линдер Н.В., д.э.н., профессор;
ученый секретарь – Гилева Т.А., д.э.н., доцент;

члены диссертационного совета:

Гончаренко Л.П., д.э.н., профессор;
Гумерова Г.З., д.э.н., профессор;
Кожевников М.В., д.э.н., доцент;
Кравченко С.И., д.э.н., профессор;
Кузнецов Н.В., д.э.н., доцент;
Лосева О.В., д.э.н., доцент;
Матковская Я.С., д.э.н., доцент;
Паштова Л.Г., д.э.н., профессор;
Погодина Т.В., д.э.н., профессор;
Ряховская А.Н., д.э.н., профессор;
Смирнов В.М., д.э.н., доцент;
Солнцев И.В., д.э.н., доцент;
Шаркова А.В., д.э.н., профессор;
Юданов А.Ю., д.э.н., профессор.

Автореферат диссертации разослан 10 марта 2025 г.

Ученый секретарь диссертационного совета
Финансового университета Д 505.001.102

Т.А. Гилева

I Общая характеристика работы

Актуальность темы исследования. Последние несколько десятилетий в энергетике проходят под знаком фундаментальных структурных перемен, представляющих собой увеличение доли новых первичных источников энергии (далее – энергопереход). Российская Федерация, являясь ключевым участником глобального энергетического рынка и мировой экономики в целом, подвержена влиянию общемировых практик и тенденций и возникающему внешнеполитическому давлению, что приводит к необходимости выбора различных векторов развития национальной энергетики с учетом будущей конъюнктуры внутреннего и внешнего рынков.

Работа в данном направлении имеет ключевое значение с точки зрения обеспечения высокой конкурентоспособности и долгосрочной энергетической безопасности государства. В этой связи расстановка приоритетов и выстраивание моделей на будущее важны уже сейчас: ведь процесс замещения традиционных ископаемых ресурсов, прежде всего нефти и угля, при планомерном увеличении доли новых возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ) должен проходить взвешенно и последовательно во избежание дестабилизации энергосистемы и нарушения баланса интересов всех заинтересованных участников.

Хотя понятие энергоперехода нельзя назвать чем-то новым, поскольку различные его итерации имели место на каждом из этапов становления системы производства и потребления энергии, четвертая стадия данного явления сумела привлечь особое внимание политиков, бизнеса и общества за счет условий, определенных стремительным изменением климата, и усилий, предпринимаемых политическими партиями развитых стран.

В этой связи мировое сообщество озадачилось поиском передовых, наименее углеродоемких способов энергообеспечения промышленности и домашних хозяйств, что должно сократить выбросы парниковых газов и ознаменовать декарбонизацию мировой экономики с одновременным снижением степени энергетической зависимости и повышением уровня безопасности стран по всему миру. Так, в 2022 году глобальные инвестиции в мероприятия по переходу к низкоуглеродной энергетике составили рекордные 1,1 трлн долл. США, продемонстрировав значительный прирост по сравнению с показателями предыдущих лет: 849 млн долл. США в 2021 году и 626 млн долл. США – в 2020 году. Достижению высоких показателей финансирования мероприятий энергоперехода способствовало обострение энергетического кризиса в Европе, на долю

которой приходится наибольший вклад в развитие альтернативных способов генерации, благодаря чему инвестиции в низкоуглеродные технологии достигли паритета с капиталом, направленным на поддержку поставок ископаемого топлива.

Развитие возобновляемой энергетики – одна из целей энергетической стратегии и в России: до 2035 года в развитие ВИЭ планируется инвестировать более 1 трлн руб. Безусловно, в сравнении с теми средствами, что выделяют страны Европы, отечественные инвестиции кажутся не такими внушительными, но это, в частности, объясняется различиями в структуре финансирования электроэнергетики, которая в нашей стране развивается преимущественно за счет средств ее участников. Несмотря на очевидные преимущества, заключающиеся в предотвращении тотальной зависимости от государственных средств и совмещении усилий по реализации плана развития энергосистемы между осведомленными участниками рынка, такой подход имеет и существенные недостатки: незначительная роль бюджетных средств и, как следствие, повышенная нагрузка на ресурсы компаний, а также сложности переориентации предприятий на новые источники энергообеспечения ставят субъекты электроэнергетики и промышленных потребителей электроэнергии в сложное положение. Зачастую подобные отраслевые изменения оказываются критическими для энергоемких промышленных потребителей электрических мощностей, даже незначительные риски в работе которых могут обернуться угрозами устойчивости и безопасности как отдельных предприятий, так и целых отраслей.

В связи с тем, что возврат привлекаемых в процесс энергоперехода инвестиций будет осуществляться за счет обязательных платежей потребителей электроэнергии, особую актуальность представляет анализ предлагаемых подходов к реализации энергетического перехода в электроэнергетике Российской Федерации и ценовых последствий. За счет выявления энергоемких промышленных потребителей, наиболее уязвимых и чувствительных к предлагаемым в рамках структурных изменений подходам, и прогнозирования ценовых последствий от изменения структуры энергобаланса удастся выработать предложения по снижению нагрузки на отечественную энергоемкую промышленность в условиях перехода и более безопасной трансформации электроэнергетической отрасли Российской Федерации.

Степень разработанности темы исследования. Рассмотрение концепции энергетического перехода на ранних этапах ее развития отражено в работах П. Блэра, Дж. Лича, Дж. Стермана, П. Хиллса, Д. Шепелянского. С повышением интереса к данной проблематике со стороны государств и международных организаций обсуждением темы

энергоперехода стали заниматься представители российской научной школы: Л. Беляев, М. Бородина, А. Трачук, А. Дагаев, К. Костенко, А. Шаркова, Ю. Яковец – и другие исследователи, работы которых предлагали различные взгляды на порядок перехода к низкоуглеродной энергетике в мире в целом и России в частности.

Исследованием потенциала внедрения инструментов альтернативной генерации в электроэнергетике Российской Федерации занимались Е. Каранина, Е. Логинов, М. Попова, Ю. Туровец, Д. Холкин и другие ученые.

Несмотря на рост интереса к теме энергетического перехода и трансформации электроэнергетики в России и мире, изученность последствий полномасштабной замены традиционных энергоносителей альтернативными способами энергоснабжения на промышленных объектах остается сравнительно низкой и затрагивает преимущественно отдельные предприятия и ответвления зеленой генерации.

Цель диссертационной работы заключается в разработке предложений по обеспечению комплексных преобразований электроэнергетической отрасли Российской Федерации под влиянием тенденций глобального энергетического перехода и последующих оценке и прогнозировании потенциальных последствий реализации различных сценариев для отечественной энергоемкой промышленности.

Для достижения поставленной цели необходимо решить ряд **задач**:

- рассмотреть причины и предпосылки глобального энергетического перехода;
- выявить и проанализировать стратегии поведения участников энергоперехода;
- выявить и проанализировать стратегии поведения участников глобальной системы углеродного регулирования;
- оценить влияние предлагаемых в рамках глобального энергоперехода преобразований в электроэнергетике на отрасли, обеспечивающие устойчивое развитие Российской Федерации, и выявить среди них наиболее уязвимые в условиях глобального энергоперехода;
- исследовать влияние реализуемых программ и мероприятий по преобразованию электроэнергетики на энергоемкую промышленность Российской Федерации;
- спрогнозировать факторы риска для энергоемкой промышленности при преобразовании электроэнергетики, а также разработать и применить методику оценки ценовых последствий от таких преобразований;
- разработать концепцию комплексного преобразования электроэнергетики и предложения по снижению негативного влияния от таких преобразований на энергоемкую промышленность Российской Федерации.

Объектом исследования выступает энергоемкая промышленность как одна из основ устойчивого развития Российской Федерации в условиях масштабных преобразований в электроэнергетике.

Предметом исследования является влияние предлагаемых подходов к реализации декарбонизации экономики на энергоемких промышленных потребителей электрической энергии и мощности.

Методология и методы исследования. С целью реализации полноценного исследования, результаты которого будут представлять высокий уровень практической значимости, автором использовались теоретическая и методологическая базы, включающие концепции энергоперехода, отчетные данные крупнейших промышленных потребителей электрической энергии и статистические данные о функционировании оптового рынка электрической энергии и мощности. Достоверность выводов и рекомендаций, полученных в ходе исследования, обеспечивается применением системного подхода в сочетании с использованием следующих методов:

- монографического – при раскрытии тенденций глобального энергетического перехода;
- экономико-статистического (кластерный анализ, корреляционно-регрессионный метод) и абстрактно-логического – при проведении анализа развития отечественной электроэнергетики для получения промежуточных результатов и определения потенциала интеграции инструментов ВИЭ, влияния на отрасль социально-экономических факторов и оценки последствий перехода к альтернативным источникам генерации в энергоемкой промышленности;
- прогнозирования, экономико-математического моделирования, типологических группировок – при проведении расчетов по оценке стоимостных последствий для выбранных энергоемких промышленных предприятий в условиях роста цен на электрическую мощность от реализации энергоперехода на горизонте до 2035 года;
- графического – при составлении схем и графических рисунков, отображающих структуру целей энергетического перехода, сущность механизмов стимулирования и поддержки альтернативной генерации, а также порядок конкурсного отбора проектов ВИЭ в России.

Область исследования диссертации соответствует п. 2.11. «Формирование механизмов устойчивого развития экономики промышленных отраслей, комплексов, предприятий» и п. 2.14. «Проблемы повышения энергетической эффективности и использования альтернативных источников энергии» Паспорта научной специальности

5.2.3. Региональная и отраслевая экономика: экономика промышленности (экономические науки).

Информационно-эмпирическую базу исследования составляют следующие источники: нормативные и законодательные акты Российской Федерации; статистические материалы федеральных органов исполнительной власти – Министерства энергетики Российской Федерации, Федеральной службы государственной статистики Российской Федерации и Министерства экономического развития Российской Федерации; информационные выкладки коммерческой и технологической инфраструктур оптового рынка электроэнергии и мощности; международные информационные базы Web of Science и Scopus; научные работы отечественных и зарубежных исследователей; финансовая отчетность российских промышленных предприятий.

Положения, выносимые на защиту:

1) Разработана классификация стратегий поведения участников энергетического рынка в условиях действия системы трансграничного углеродного регулирования: определены характеристики активной и пассивной стратегий, а также промежуточных стратегий поведения участников энергетического рынка и обозначены ключевые характеристики сценариев формирования российской национальной системы квотирования и торговли лимитами на выбросы при каждой из них. Выявлены эффекты от реализации тех или иных стратегий промышленных предприятий – участников энергетического рынка в условиях действия системы трансграничного углеродного регулирования и представлена их графическая интерпретация (С. 81-95).

2) Сформирована методика определения цены товаров для импортеров при выборе стратегии поведения участников энергетического рынка в условиях действия системы трансграничного углеродного регулирования на основе определения функции зависимости дополнительных издержек, включая прибыль, утерянную вследствие необходимости уплаты зарубежными импортерами углеродного следа по цене, близкой к среднемировой. Показано, что выбор активной стратегии является более предпочтительным, особенно при условии возможности обеспечить среднюю национальную цену одной тонны выбросов ниже среднемировой. Эмпирически доказано, что ключевым преимуществом активной стратегии выступает механизм удержания средств от поступлений в виде национальной платы за выбросы в самой стране, что должно способствовать финансированию мероприятий по декарбонизации экономики и формированию действенных стимулов к снижению уровня выбросов у отдельных компаний и предприятий (С. 99-106).

3) Определена специфика реализации мероприятий по декарбонизации в рамках отдельных отраслей и промышленных производств. По совокупности факторов выделены отрасли с наибольшими рисками негативных финансовых последствий. При этом последствия от повышения цены на электроэнергию будут тем больше, чем больше существующая и определенная технологией доля расходов на электроэнергию в себестоимости продукции. Доказано, что при прочих равных условиях эффективность мероприятий по декарбонизации для конкретного производства тем выше, чем значительней доля прямых выбросов в совокупном углеродном следе отрасли. Определены приоритетные решения для начальных мероприятий по декарбонизации отрасли. Впервые доказано, что энергоемкие отрасли генерируют значительную долю выбросов косвенного характера, что означает их зависимость от эффективности мероприятий по декарбонизации в отраслях – поставщиках энергии (С. 109-118).

4) Разработана методика оценки и сопоставления затрат на декарбонизацию в электроэнергетике. Определены ценовые последствия от реализации мероприятий по декарбонизации электроэнергетики для конечного потребителя. Эмпирически доказано, что мероприятия по декарбонизации в электроэнергетике экономически приводят к существенному росту затрат потребителей на приобретение электроэнергии и, следовательно, увеличению себестоимости конечной продукции. Таким образом, проекты по декарбонизации могут быть более дорогостоящими, а их целесообразность будет зависеть преимущественно от рыночной стоимости выбросов на национальном и международном рынках лимитов на выбросы парниковых газов (С. 119-129).

5) Произведена оценка негативного эффекта интенсивного преобразования электроэнергетики на энергоемкую промышленность. Предложен механизм межотраслевого балансирования целевых показателей снижения выбросов углеводородов и повышения энергетической эффективности, которое позволит переносить инвестиции, направленные на снижение углеродных выбросов электроэнергетики, на более поздний период. В таком случае может быть достигнут синергетический эффект, характеризующийся постепенным совершенствованием и удешевлением технологий ВИЭ и, как следствие, снижением объема требуемых инвестиций (С. 130-144).

6) Доказано, что на стоимость энергоперехода ключевое влияние оказывают два фактора: удешевление технологий производства электрической энергии как из традиционных, так и из новых (возобновляемых) источников электроэнергии вследствие перманентного научно-технического прогресса, и стоимость капитала, привлекаемого

для реализации политики декарбонизации. Сформулированы рекомендации для минимизации негативного эффекта от реализации мер по декарбонизации электроэнергетики для энергоемкой промышленности: партнерство между государственным и частным секторами; реализация мероприятий, направленных на снижение стоимости капитала, привлекаемого для реализации программы энергетического перехода; реализация мер, направленных на снижение рисков для инвесторов и обеспечение баланса между риском и доходностью инвестиций; формирование механизма смешанного (льготного) финансирования для изменения соотношения риска и доходности инвестиций таким образом, чтобы поставщики частного капитала были заинтересованы использовать доступные ресурсы на рыночных условиях; финансирование эмиссии зеленых облигаций, или облигаций устойчивого развития (С. 155-173).

Теоретическая значимость работы состоит в развитии классификации подходов к осуществлению декарбонизации отечественной экономики с учетом последствий для энергоемких промышленных предприятий. В рамках настоящего исследования представлена регуляторная развилка двух стратегий поведения, применимых к Российской Федерации и оказывающих разное влияние на дальнейшее развитие промышленных отраслей национальной экономики: пассивная и активная. Более того, выявлены эффекты от следования той или иной стратегии, с учетом которых прорабатываются экономические последствия от осуществления декарбонизации российской экономики, характеризующейся изменением профиля функционирования тепловых электростанций (далее – ТЭС) и переходом с угольной генерации на газовую, для энергоемких отраслей промышленности.

Практическая значимость работы. Успешное выполнение исследования предполагает получение следующих практически значимых результатов:

- перечень энергоемких промышленных потребителей, наиболее подверженных влиянию комплексных преобразований в электроэнергетике;
- анализ ценовых последствий масштабирования механизмов поддержки возобновляемой энергетики для энергоемких промышленных потребителей;
- свод рекомендаций для минимизации негативного эффекта от реализации мер преобразования электроэнергетической отрасли Российской Федерации для энергоемкой промышленности.

Степень достоверности, апробация и внедрение результатов исследования. Достоверность исследования подтверждается корректным использованием нормативных

правовых актов Российской Федерации, информационно-статистических данных, а также актуальных методов исследования.

Положения исследования апробированы на международных и российских научно-практических конференциях: на II Международной научно-практической конференции «Операционный и проектный менеджмент: стратегии и тенденции» (Москва, Финансовый университет, 19 мая 2021 года); на IX Международной научно-практической конференции «Управленческие науки в современном мире» (Москва, Финансовый университет, 9-10 ноября 2021 года); на X Международной научно-практической конференции «Управленческие науки в современном мире» (Москва, Финансовый университет, 29-30 ноября 2022 года).

Материалы исследования используются в практической деятельности дирекции по прогнозно-аналитической работе ООО «Эн+ Девелопмент». В частности используются разработанные в диссертации подходы по анализу ценовых последствий применения на оптовом рынке электрической энергии и мощности механизмов компенсации инвестиций в развитие низкоуглеродной энергетики в Российской Федерации. Выводы и основные положения диссертации используются при формировании предложений организации по разработке энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года.

Материалы исследования использовались Департаментом менеджмента и инноваций Факультета «Высшая школа управления» в преподавании учебной дисциплины «Интеллектуальное управление энергосистемой (Smart Grid)» по направлению подготовки 27.03.05 «Инноватика», образовательная программа «Управление цифровыми инновациями», профиль «Управление цифровыми инновациями».

Апробация и внедрение результатов исследования подтверждены соответствующими документами.

Публикации. Основные положения и результаты исследования опубликованы в 4 публикациях общим объемом 6,9 п.л. (весь объем авторский). Все работы опубликованы в рецензируемых научных изданиях, определенных ВАК при Минобрнауки России. Все публикации по теме диссертации.

Структура и объем диссертации обусловлены целью и задачами исследования. Работа состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы из 154 наименований и списка иллюстративного материала. Текст диссертации изложен на 211 страницах, включает 34 рисунка и 20 таблиц.

II Основное содержание работы

1) Разработана классификация стратегий поведения участников энергетического рынка в условиях действия системы трансграничного углеродного регулирования: обозначены ключевые характеристики сценариев формирования российской национальной системы квотирования и торговли лимитами на выбросы и представлена графическая интерпретация эффектов от их реализации.

Развитие отношений производителей и потребителей на рынке энергоносителей развитых стран, преимущественно европейских, характеризуется активной реализацией мер по формированию и продвижению систем квотирования и торговли лимитами на выбросы парниковых газов или CO₂. В рамках Emissions Trading System (далее – ETS) – системы, функционирующей по принципу трансграничного углеродного регулирования (далее – ТУР), происходит валоризация выбросов углеводородов, по результатам которой формируется средняя мировая цена 1 тонны CO₂, в настоящем исследовании обозначаемая как P_{global}. Так, по состоянию на март текущего года средняя стоимость 1 тонны CO₂ в европейской системе ETS составляла порядка 100 евро¹⁾, тогда как в Великобритании данный показатель колебался на уровне 96 евро за тонну²⁾.

Несмотря на тот факт, что глобальная система квотирования и торговли лимитами на выбросы CO₂ все еще находится на этапе формирования, прежде всего выработки универсальной политики для стран-пользователей, принципиальные организационные решения международными организациями и ведущими странами уже приняты. Хотя трансграничное углеродное регулирование, получившее значительную поддержку в Европейском союзе, до сих пор осуществляется в ограниченных масштабах, регуляторы рынка энергоносителей активно разрабатывают механизмы стимулирования потребителей и поставщиков к внедрению механизмов, аналогичных ТУР.

Таким образом, в настоящее время происходит интеграция новой функциональной надстройки в систему мировых экономических отношений, индикатором функционирования будущей версии которой выступает рыночная цена

¹⁾ European electricity prices and costs / Ember-energy : сайт. – Текст : электронный. – URL: <https://ember-climate.org/data/data-tools/carbon-price-viewer/> (дата обращения: 18.03.2023).

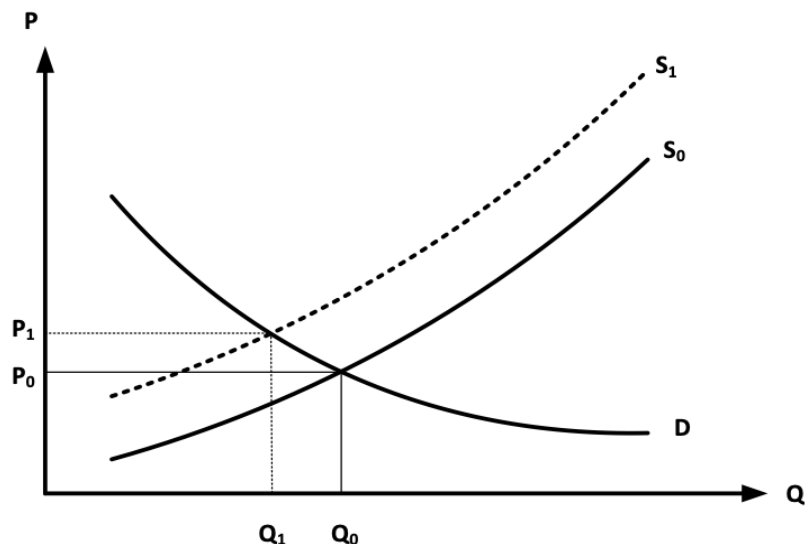
²⁾ EU carbon permits / Trading Economics : сайт. – Текст : электронный. – URL: <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon> (дата обращения: 18.03.2023).

нового товара – выбросов углекислого газа. В свою очередь, генеральной функцией инновационной системы является экономическая оптимизация процесса декарбонизации, характеризующая балансирование положительного экономического эффекта от снижения объемов выбросов с издержками на реализацию политики декарбонизации.

Описанные тенденции могут привести к кардинальному изменению рыночной конъюнктуры и, как следствие, спроса на энергетические продукты, прежде всего те, что производятся в Российской Федерации, доля которых в энергобалансе отдельных стран и мира в целом традиционно велика. Так, по мере дальнейшего расширения сферы действия системы трансграничного углеродного регулирования возможно воплощение множества сценариев поведения участников, свойственных различным этапам внедрения современных рыночных принципов. Тем не менее в рамках настоящего анализа целесообразно рассмотреть регуляторную развилку двух противоположных стратегий поведения, применимых к Российской Федерации и оказывающих разное влияние на дальнейшее развитие промышленных отраслей национальной экономики: пассивной и активной.

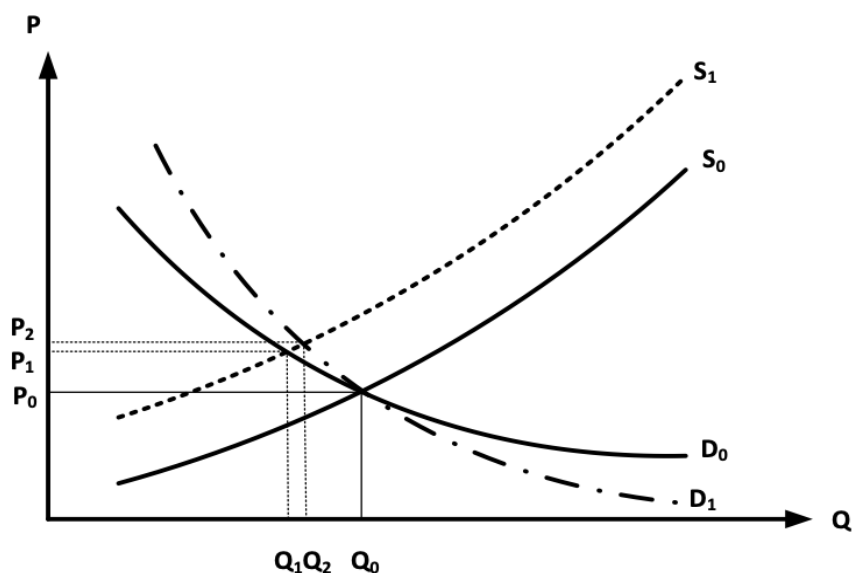
В данном случае *пассивная стратегия* предполагает отсутствие национальной системы квотирования и торговли лимитами на выбросы, аналогичной ETS, и, как следствие, отсутствие Российской Федерации в системе трансграничного регулирования. При таком сценарии объемы CO₂, овециествленные в российских товарах, являющихся частью импорта, будут оплачиваться импортерами, что непременно приведет к росту стоимости российского экспорта для конечных потребителей и, вследствие снижения спроса, падению конкурентоспособности российских товаров на мировых рынках.

Графически такая ситуация представлена на рисунке 1 следующим образом: при увеличении цены по причине необходимости уплаты импортером стоимости «трансграничного» углерода, овециествленного в импортируемом товаре, с P_0 до P_1 снизится и объем спроса – с Q_0 до Q_1 . При этом финансовый ущерб, который понесет экспортер, составит величину $P_0 \times (Q_0 - Q_1)$. Среди факторов, которые будут обуславливать величину снижения спроса и объема финансового ущерба для продукции конкретной экспортно-ориентированной отрасли, следует выделить следующие: объем CO₂, овециествленный в товаре; стоимость CO₂ на рынках ETS для стран-импортеров; эластичность спроса на товар по цене – что отражено на рисунке 2.



Источник: составлено автором.

Рисунок 1 – Последствие пассивной стратегии для экспорта российских товаров



Источник: составлено автором.

Рисунок 2 – Изменение эластичности спроса на товар по цене

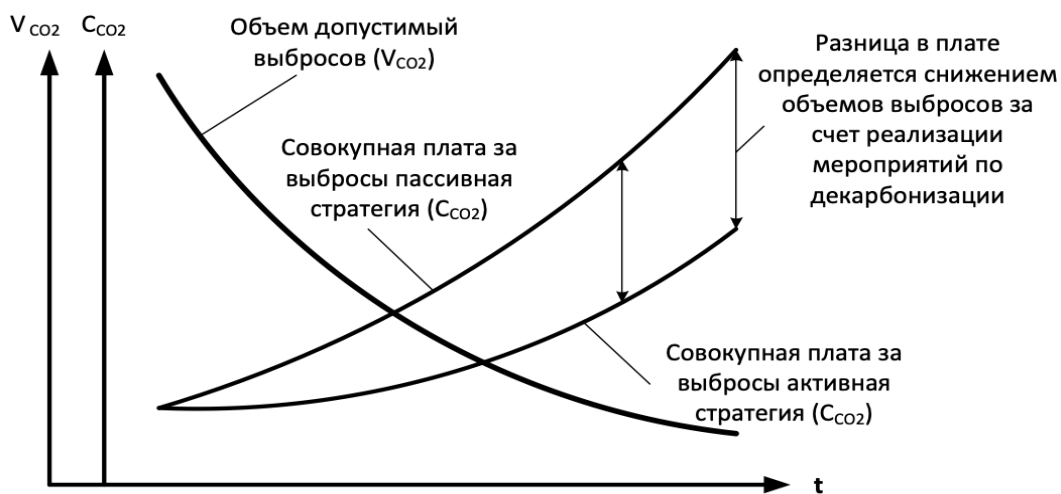
Сущность последнего фактора заключается в том, что для экспортеров более чувствительного к изменению цены продукта (кривая спроса D_0) снижение спроса в результате сдвига кривой предложения влево (с S_0 до S_1) окажется более значительным (с Q_0 до Q_1), чем для менее эластичного по цене (кривая спроса D_1), спрос на который снизится с Q_0 до Q_2 . Следовательно, финансовый ущерб в первом случае: $P_0 \times (Q_0 - Q_1)$ – будет более существенным, чем во втором: $P_0 \times (Q_0 - Q_2)$.

Таким образом, главным последствием реализации пассивной стратегии является снижение валютных поступлений от экспорта товаров, что оказывает прямое воздействие на

финансовое состояние государства и частного сектора и величину объема средств, доступных, в частности, для финансирования мероприятий по декарбонизации российской экономики.

В свою очередь, *активная стратегия* предполагает формирование национальной системы квотирования и торговли лимитами на выбросы CO_2 , способной к синхронизации с ETS, оперируемой в Европейском союзе, и аналогичными системами по всему миру. В таком случае, как следует из принципа трансграничного углеродного регулирования, при расчете требуемого количества приобретаемых углеродных сертификатов импортеры российских товаров смогут совершать оплату выбросов парниковых газов в стране происхождения товара, то есть России. Следовательно, средства, получаемые в рамках такой схемы, будут напрямую поступать в российский бюджет и расходоваться на целевые нужды, в том числе мероприятия по озеленению национальной экономики.

Таким образом будет достигнут рост издержек производителей, связанных с необходимостью оплаты углеродных выбросов. Речь идет о том, что углерод становится одним из производственных ресурсов, который также необходимо оплачивать, что увеличивает общую стоимость используемых производственных ресурсов. Хотя при выборе активной стратегии кривая предложения так же, как и при пассивном варианте, уходит влево, влияние на отдельные отрасли оказывается более сложным, чем при выборе пассивной. Такой эффект объясняется тем фактом, что кроме факторов снижения спроса на конкретную группу товаров, приведенных ранее, значимое влияние будет оказывать эластичность предложения по цене производственных ресурсов, определяющая угол наклона кривой предложения, что отражено на рисунке 3.



Источник: составлено автором.

Рисунок 3 – Последствия активной декарбонизации экономики

При рассмотрении варианта, при котором средства от поступлений в виде национальной платы за выбросы будут использоваться для финансирования мероприятий, направленных на декарбонизацию российской экономики, важно учитывать, что реализация планов по снижению объемов выбросов неизбежно приводит к снижению совокупных затрат бизнеса на их оплату.

Следует отметить, что одной из проектируемых особенностей системы трансграничного углеродного регулирования является последовательное ограничение во времени выбросов. Следствием действия дополнительного критерия квотирования будет рост цены 1 тонны CO_2 – как в отдельных странах (для дальнейшего анализа обозначим национальную цену переменной P_{local}), так и в целом по миру (переменная P_{global}).

2) Сформирована методика выбора оптимальной стратегии поведения участников оптового рынка электрической энергии и мощности, ориентированных на экспорт продукции в условиях действия системы трансграничного углеродного регулирования.

Рассмотрев особенности активной и пассивной стратегий, прежде всего касающихся намерений России по созданию ETS, аналогичной западным, следует определить цену товаров для импортера при выборе той или иной стратегии. Для этого цена при выборе пассивной стратегии поведения $P_{\text{П}}$ и активной стратегии поведения P_{IA} в системе ТУР будут определяться рядом составляющих, методология которых указана в таблице 1 для пассивной стратегии и таблице 2 – для активной.

Таблица 1 – Составляющие цены товаров импортеров при выборе пассивной стратегии поведения $P_{\text{П}}$

Составляющая	Описание
$P_{0\text{П}}$	Начальная цена товара при выборе пассивной стратегии поведения. В данном случае необходимость оплаты углеродного следа не учитывается
$C_{P_{\text{global}}}$ $C_{P_{\text{global}}} = f(P_{\text{global}})$	Прирост цены, связанный с оплатой мировой цены 1 тонны CO_2 в объеме углеродного следа, оставленного при производстве и перемещении товара, то есть функция от P_{global}

Источник: составлено автором.

Основу методологии для обеих стратегий составляет функция зависимости дополнительных издержек, включая прибыль, утерянную вследствие необходимости уплаты зарубежными импортерами углеродного следа по цене, близкой к среднемировой.

Таблица 2 – Составляющие цены товаров импортеров при выборе активной стратегии поведения P_{1A}

Составляющая	Описание
P_{0A}	Начальная цена товара при выборе активной стратегии поведения. В данном случае необходимость оплаты углеродного следа не учитывается
$C_{P_{local}}$ $C_{P_{local}} = f(P_{local}, INV_{local})$	Рост издержек производителей, связанный с оплатой национальной цены 1 тонны CO_2 в объеме углеродного следа, обеспеченного при производстве и перемещении товара с последующим снижением издержек за счет инвестирования средств от поступлений в виде национальной платы за выбросы в мероприятия по декарбонизации и, следовательно, уменьшение темпов снижения допустимых выбросов – функция от P_{local} и инвестирования внутри стран Inv_{local} , недоступное при выборе пассивной стратегии

Источник: составлено автором.

Как уже отмечалось, система ТУР предполагает, что средства от поступлений в виде национальной платы за выбросы остаются в стране и расходуются на реализацию программ и мероприятий по декарбонизации, что, как можно увидеть на рисунке 3, положительно сказывается на скорости снижения допустимых лимитов выбросов (dV/dt).

В то же время следует обозначить условие, при котором национальная цена P_{local} в России ниже, чем мировая цена P_{global} . Разница объясняется обязательствами государства в рамках Парижского соглашения по климату, принятого Постановлением Правительства Российской Федерации 21 сентября 2019 года, согласно которым к 2030 году Россия должна достичь уровня выбросов парниковых газов, равного не более 70% от уровня 1990 года, при том что в 2018 году уровень выбросов парниковых газов в России составил 52% от уровня 1990 года.

С учетом вышеизложенных особенностей формирования цены на выбросы в России справедливы следующие выражения (1)

$$\begin{cases} P_{0A} = P_{0П} \\ P_{global} > P_{local} \\ C_{P_{local}}(P_{local}, Inv_{local}) < C_{P_{global}}(P_{global}) \\ \frac{dV}{dt} = f(Inv_{local}) \\ P_{1A} = P_{0A} + C_{P_{local}}(P_{local}, Inv_{local}) \\ P_{1П} = P_{0П} + C_{P_{global}}(P_{global}). \end{cases} \quad (1)$$

Произведя качественное сопоставление последних двух выражений, получим следующую систему (2)

$$\begin{cases} P_{1A} - P_{1П} = P_{0A} + C_{Plocal}(P_{local}, Inv_{local}) - (P_{0П} + C_{Pglobal}(P_{global})) \\ P_{1A} - P_{1П} = C_{Plocal}(P_{local}, Inv_{local}) - C_{Pglobal}(P_{global}) \\ C_{Plocal}(P_{local}, Inv_{local}) - C_{Pglobal}(P_{global}) < 0 \\ P_{1A} - P_{1П} < 0. \end{cases} \quad (2)$$

Наглядно доказано, что при выборе активной стратегии издержки в цене экспортных товаров из России для конечного потребителя P_{1A} будут ниже издержек в цене экспортных товаров $P_{1П}$, проявляющихся при выборе пассивной стратегии. Более того, при прочих равных условиях, среди которых выделяется показатель эластичности по цене, закономерно и отсутствие снижения спроса на экспортируемые товары при выборе активной стратегии Q_{1A} по сравнению с аналогичным показателем при выборе пассивной стратегии $Q_{1П}$ (3)

$$Q_{1П} < Q_{1A}. \quad (3)$$

Таким образом, можно утверждать, что выбор активной стратегии является более предпочтительным, особенно при условии наличия возможности обеспечить показатель средней национальной цены 1 тонны CO₂ на уровне ниже среднемирового. Ключевым преимуществом активной стратегии выступает механизм удержания средств от поступлений в виде национальной платы за выбросы в самой стране, что должно способствовать финансированию мероприятий по декарбонизации экономики и формированию действенных стимулов к снижению уровня выбросов у отдельных компаний и предприятий.

3) Определена специфика реализации мероприятий по декарбонизации в рамках отдельных отраслей и промышленных производств.

Запуск системы квотирования и торговли лимитами на выбросы парниковых газов и механизма формирования рыночной цены CO₂ в России определяет регуляторную развилку, характеризующую различные последствия для промышленных производств, представленные двумя сценариями:

- фирма продолжает нести издержки, связанные с необходимостью оплаты как прямых выбросов C_{direct} (тех, что выделяются непосредственно в процессе производства,

включая издержки выработки тепла и холода), так и косвенных $C_{indirect}$ — в виде углеродного следа потребленных сырья и материалов;

- фирма берет на себя издержки, связанные с реализацией мероприятий по снижению объема выбросов ($C_{decarbon}$).

Экономическая целесообразность того или иного варианта зависит от ряда факторов:

- величины приведенных затрат на декарбонизацию;
- величины издержек при оплате прямых и косвенных выбросов;
- технологических возможностей промышленного предприятия, определяющих эффективность и осуществимость радикальных изменений устройства производства, направленных на декарбонизацию и снижение углеродного следа и объема прямых выбросов.

Процесс декарбонизации отраслей, значительную долю в производстве и потреблении которых составляют углеводороды (ископаемое топливо), отражает особую методику. Так, для производителей топлива декарбонизация будет заключаться в снижении прямых выбросов метана, преимущественно за счет сокращения добычи. В свою очередь, потребителей углеводородов ждет переход на энергоносители с меньшим углеродным следом, проявление эффектов от которого будет заметно прежде всего в транспортной отрасли, для которой предполагается существенный или полный отказ от использования двигателей внутреннего сгорания и выбор в пользу электродвигателей.

В свою очередь, отрасль электроэнергетики пойдет по несколько иному пути: сначала произойдет отказ от сжигания угля в пользу природного газа, характеризующийся выводом или переводом угольных станций на газ, чтобы затем, по мере развития инновационных энергоэффективных технологий, осуществить замещение традиционной газовой электрогенерации инструментами ВИЭ.

Особое значение в рамках декарбонизации электроэнергетической отрасли представляет модернизация тепловых электростанций. Дело в том, что в России на долю данного типа электрогенерации приходится наибольшая часть выбросов парниковых газов в общем объеме эмиссии. Так, по данным Минэкономразвития России, в 2019 году общий объем эмиссии CO_2 составил 2119 млн тонн, тогда как сжигание ископаемого топлива при производстве электроэнергии и тепла обеспечило 34% от данного показателя. Столь высокий уровень загрязнения является следствием величины выбросов парниковых газов при сжигании угля для производства 1 кВт·ч электроэнергии, более чем в 2 раза превышающих аналогичный показатель от сжигания природного газа.

Кроме того, приоритетность мероприятий по декарбонизации отрасли электроэнергетики объясняется функциональной особенностью тепловых электростанций – как угольных, так и газовых: в России в рамках данного вида генерации реализуется двойная функция – производится не только электрическая, но и тепловая энергия для целей централизованного теплоснабжения. Как следствие, с целью сохранения привычной схемы теплоснабжения акцент мероприятий по декарбонизации делается на замещении традиционных угольных установок электрогенерации газовыми.

Таким образом, при прочих равных условиях эффективность мероприятий по декарбонизации для конкретного производства (фирмы) тем выше, чем значительнее доля прямых выбросов в совокупном углеродном следе отрасли. В результате можно сделать предположение о том, что наиболее подходящими и, как следствие, приоритетными для начальных мероприятий по декарбонизации являются отрасли топливно-энергетического комплекса, электроэнергетики и другие, смежные с ними виды промышленности. В свою очередь, энергоемкие отрасли генерируют значительную долю выбросов косвенного характера, что означает их зависимость от эффективности мероприятий по декарбонизации в отраслях-поставщиках энергии.

4) Предложена методика оценки и сопоставления затрат на декарбонизацию в электроэнергетике.

Декарбонизация предприятий электроэнергетики Российской Федерации потребует значительных инвестиций, сумма которых будет транслирована в цену электроэнергии для потребителей. В этой связи необходимо, чтобы процесс декарбонизации осуществлялся по принципу достижения максимального эффекта с заданными ограничениями по затратам для обеспечения минимизации затрат для требуемого эффекта. Данный подход соответствует основным положениям стратегии низкоуглеродного развития Российской Федерации, принятой правительством в 2021 году, в рамках которой обозначены два основных периода декарбонизации, в том числе относящихся к российской электроэнергетике: первый период – с 2022 года по 2030 год, второй период – с 2031 года по 2050 год.

Для оценки и сопоставления затрат на декарбонизацию в электроэнергетике с потенциальными издержками на оплату углеродного следа, сумма которых будет транслироваться в цену конечных потребителей, применим следующую систему выражений (4)

$$\begin{cases} VE_{CO2_y2} = P_{y2_y2} \cdot T_{y2_y2} \cdot E_{CO2_y2} \\ VE_{CO2_gaz} = P_{y2_gaz} \cdot T_{y2_gaz} \cdot E_{CO2_gaz} \end{cases}, \quad (4)$$

где VE_{CO2_y2} , VE_{CO2_gaz} – объем эмиссии парниковых газов (в эквиваленте CO_2), соответствующий угольным и газовым ТЭС, в тоннах;

P_{y2_y2} , P_{y2_gaz} – установленная мощность угольных и газовых ТЭС, в киловаттах;

T_{y2_y2} , T_{y2_gaz} – количество часов использования установленной мощности угольных и газовых ТЭС в год, в часах;

E_{CO2_y2} , E_{CO2_gaz} – объем выбросов парниковых газов угольных и газовых электростанций в эквиваленте CO_2 при производстве 1 кВт·ч электроэнергии, в тоннах за киловатт в час.

Отдельного внимания заслуживает вопрос замещения генерирующих мощностей с основным видом топлива – углем или мазутом – несколько более экологичной газовой генерацией. С учетом того, что показатель выбросов парниковых газов при производстве 1 кВт·ч электроэнергии на угольной станции примерно в 2 раза выше аналогичного показателя по газовым ТЭС и составляет 0,9-1,1 кг/кВт·ч, замена угольной генерации на газовую при сохранении текущих показателей мощности и времени использования ТЭС приведет к снижению существующего уровня выбросов в 2 раза, что следует из отношения (5)

$$\frac{VE_{CO2_y2}}{VE_{CO2_gaz}} = \frac{P_{y2_y2} \cdot T_{y2_y2} \cdot E_{CO2_y2}}{P_{y2_gaz} \cdot T_{y2_gaz} \cdot E_{CO2_gaz}} = \frac{E_{CO2_y2}}{E_{CO2_gaz}} \approx 2. \quad (5)$$

Оценивая экономическую целесообразность декарбонизации в электроэнергетике путем замещения угольной генерации газовой, а также затрат, которые будут транслированы в цену электроэнергии для потребителей, вначале определим величину инвестиций, требуемых для реализации процесса декарбонизации отрасли путем замещения угля природным газом (I_{y2_gaz}), по формуле (6)

$$I_{y2_gaz} = P_{y2_y2} \cdot C_{y2_gaz}, \quad (6)$$

где C_{y2_gaz} представляет затраты на декарбонизацию посредством смены принципа сжигания угля на использование газа для 1 кВт установленной мощности угольной электростанции, в долл. США за киловатт.

Наиболее очевидным подходом к замещению угольных ТЭС следует рассматривать масштабирование и продление сроков действия функционирующего на оптовом рынке электрической энергии и мощности механизма отбора проектов модернизации ТЭС, допускающего участие проектов, предполагающих перевод в парогазовый цикл производства электроэнергии, в том числе с заменой основного вида топлива с угля на газ.

Для дальнейшей оценки взята расчетная оценочная величина затрат на декарбонизацию 1 кВт установленной мощности угольной электростанции в размере 143 000 руб./кВт, или 1600 долл. США/кВт. По данным Системного оператора Единой энергетической системы, установленная мощность угольных электростанций в России составляет 16,2%, или 40 ГВт от совокупной установленной мощности электростанций, которая на 1 января 2021 года составляла 245,3 ГВт. Такой показатель достигается за счет продолжительного времени использования ТЭС, число часов использования которых в год, по данным Минэнерго России, составляет 4000. Таким образом, применяя эти числовые данные для расчетов (4)-(6), получаем следующие значения:

- величина инвестиций в декарбонизацию угольных станций – 26 млрд долл. США;

- ежегодный объем парниковых газов, эмитируемый угольными электростанциями – 144-176 млн тонн;

- ежегодный объем парниковых газов, эмитируемый газовыми электростанциями с мощностью, равной мощности, схожей угольной электростанции, – 72-88 млн тонн;

- снижение объемов выбросов за счет декарбонизации электроэнергетики посредством перевода существующих угольных ТЭС на природный газ или вывода ТЭС прошлого поколения из эксплуатации и строительства новых газовых систем – 72-88 млн тонн.

При рыночной мировой цене 1 тонны CO₂, близкой к 106 долл. США, можно заключить, что декарбонизация электроэнергетики посредством перевода существующих угольных ТЭС на природный газ или вывода ТЭС прошлого поколения из эксплуатации и строительства новых газовых систем снижает потенциальные затраты на оплату выбросов углерода на 7,6-9,3 млрд долл. США/год. С учетом того, что средняя стоимость мероприятий по декарбонизации, нацеленных на переход от угольных к газовым станциям, составляет порядка 37 долл. США/т углеродного

эквивалента, что почти в 3 раза меньше рыночной стоимости выбросов, их экономическая целесообразность очевидна.

5) Определены ценовые последствия от реализации мероприятий по декарбонизации электроэнергетики для конечного потребителя.

Осуществление инвестиций, необходимых для реализации мероприятий по декарбонизации электроэнергетики, неизбежно приведет к росту стоимости электроэнергии для конечного потребителя. Беря во внимание планы по вводу новых мощностей (согласно энергетической стратегии России на период до 2035 года планируется ввод 9,8 ГВт атомных электростанций (далее – АЭС), 12,4 ГВт ВИЭ (кроме гидроэлектростанций, в пропорции ветряные электростанции (далее – ВЭС) – 75%, солнечные электростанции (далее – СЭС) – 25%), 5,9 ГВт гидроэлектростанции (далее – ГЭС) и гидроаккумулирующие электростанции), увеличение стоимости электроэнергии для конечных потребителей от финансирования такого широкого числа преобразований может быть значительным.

Для оценки прироста цены на электроэнергию для конечного потребителя к 2035 году необходимо учитывать несколько факторов, одним из которых является стоимость затрат на строительство новых объектов генерации, на сегодняшний день составляющая:

- 190 тыс. руб./кВт – для АЭС;

- 36,6 тыс. руб./кВт – для ВИЭ с отношением доли объемов ВЭС к СЭС, равным 3 к 1, со следующей структурой: 40,6 тыс. руб./кВт – для ВЭС; 26,6 тыс. руб./кВт – для СЭС;

- 120 тыс. руб./кВт – для ГЭС.

При сохранении текущего уровня потребления электроэнергии, а также с учетом потенциальных надбавок к цене мощности и сроков возврата инвестиций в электроэнергетические проекты от 15 до 20 лет минимальное увеличение цены для конечного потребителя, которая в настоящее время составляет порядка 3 руб./кВт·ч, в связи с вводом всех запланированных низкоуглеродных проектов до 2035 года составит порядка 75%.

Совокупная стоимость всей программы энергетического перехода, по самым минимальным оценкам, составит не менее 1,5 трлн руб. до 2050 года и приведет к двукратному росту цен на электрическую мощность относительно текущего уровня.

При этом, безусловно, следует отметить и положительные эффекты от энергоперехода. Так, перевод существующих угольных ТЭС на природный газ или вывод ТЭС прошлого поколения из эксплуатации, с учетом средней стоимости мероприятий по

декарбонизации, равной 50 долл. США/т, а стоимости тонны CO₂ порядка 106 долл. США/т целесообразность реализации программы по декарбонизации электроэнергетики в России представляется очевидной, тогда как с ростом рыночной стоимости выбросов CO₂ эффект будет лишь усиливаться.

Таким образом, мероприятия по декарбонизации в электроэнергетике экономически оправданы, однако приводят к существенному росту затрат потребителей на электроэнергию и, следовательно, увеличению себестоимости конечной продукции.

б) Произведена оценка негативного эффекта интенсивного преобразования отрасли электроэнергетики для энергоемкой промышленности.

Рост цен на электроэнергию, вызванный необходимостью финансирования мероприятий по декарбонизации электроэнергетики, в значительной степени затронет крупных энергоемких потребителей, то есть те предприятия, которые не только обеспечивают высокий показатель удельного потребления энергии на производство единицы продукции, но и отличаются существенным совокупным потреблением энергии. Международное энергетическое агентство и Минэкономразвития России к числу крупных энергоемких потребителей относят предприятия следующих профилей промышленной деятельности:

- производство черных металлов;
- нефтепереработка и нефтехимия, химическая промышленность;
- производство неметаллических минералов (в том числе цемента);
- производство металлов из нежелезной руды (в том числе алюминия);
- целлюлозно-бумажное производство.

Электроемкость продукции указанных типов производств, представляющая отношение всей потребляемой за год электрической энергии к годовому объему продукции, существенно различается, что отражено в таблице 3. Таким образом, значительный негативный эффект будут испытывать наиболее электроемкие производства, к которым в первую очередь относятся предприятия цветной металлургии, химической промышленности и нефтепереработки.

Таблица 3 – Показатели электроемкости производства крупных энергоемких потребителей
В киловаттах в час за тонну

Продукция крупных энергоемких потребителей	Электроемкость
1	2
Производство алюминия (первичный)	17 000-18 500
Производство никеля	3800-4850

Продолжение таблицы 3

1	2
Каучуки синтетические в первичных формах	1700-1800
Сталь	600-850
Целлюлоза (беленая) и бумага	500-700
Цемент	105-135

Источник: составлено автором по материалам: Справочник по проектированию электрических сетей / Под редакцией Д.Л. Файбисовича. – 4-е издание, переработанное и дополненное. – Москва : ЭНАС, 2012. – 376 с. – ISBN 978-5-4248-0049-8.

7) Сформулированы рекомендации для минимизации негативного эффекта от реализации мер по декарбонизации электроэнергетики для энергоемкой промышленности.

Решение проблемы минимизации негативного эффекта от реализации мер по декарбонизации электроэнергетики, в особой степени актуального для предприятий энергоемкой промышленности и ее наиболее электроемких направлений: цветной металлургии, химической и нефтяной промышленности, – должно включать усилия обеих сторон – не только государства, но и представителей бизнеса. Так, предприятия с целью достижения наиболее приемлемых для себя экономических условий вольны выбирать из нескольких стратегий:

- агрессивная – в рамках данной стратегии промышленными предприятиями предполагается противодействие системе перекрестного субсидирования, активное влияние на ценообразование в отношении отдельных продуктов и услуг, а также изменение пропорций при транслировании затрат на декарбонизацию в конечную цену электроэнергии;

- адаптивная – при выборе данной стратегии бизнесу удастся избежать пререканий с государством, однако придется подстраиваться под имеющиеся условия с целью нивелирования экономического ущерба от выбранного курса отраслей политики в электроэнергетике. Отражение такой стратегии можно встретить уже сейчас: производства, до недавних пор представленные на западе России, активно перемещаются в восточные регионы, то есть из зоны с большей долей ТЭС в региональной структуре генерации электроэнергии в зоны с большей долей гидроэлектростанций в региональной структуре генерации электроэнергии, что приводит к общему снижению выбросов парниковых газов в стране. В качестве ярких примеров применения данной стратегии выделяются действия крупнейших металлургических компаний по переносу производств

в Сибирь, где расположены большинство ГЭС, производящих дешевую и чистую электроэнергию.

Кроме того, разработан подход, обеспечивающий решение оптимизационной задачи. В частности в рамках действующих государственных программ крупнейшими энергоемкими и углеродоемкими промышленными предприятиями также реализуются мероприятия по повышению энергетической эффективности и по развитию инфраструктуры, снижающей выбросы парниковых газов и загрязняющих веществ. Разработанный подход предлагает регулирующим органам учитывать совокупное снижение выбросов загрязняющих веществ промышленных производств при определении объемов замещения традиционной генерации новыми низкоуглеродными генерирующими объектами. Математически задача может быть описана следующим выражением (7)

$$Z_{\text{soc}} - \sum_{i=1}^n Z_{ni} = \sum_{j=1}^k Z_{\text{Э}j}, \quad (7)$$

где Z_{soc} – обязательство государства по снижению выбросов в конкретном временном периоде;

$\sum_{i=1}^n Z_{ni}$ – планы бизнеса и прочих потребителей по снижению выбросов в конкретном временном периоде;

$\sum_{j=1}^k Z_{\text{Э}j}$ – целевые показатели снижения выбросов энергетического сектора в конкретном временном периоде.

Решение данной задачи может включать разные методы, например, субсидирование части затрат на электроэнергию крупным энергоемким потребителям или компенсацию части затрат на формирование новой энергетической инфраструктуры из средств государственного декарбонизационного фонда, который пополняется от поступлений в виде национальной платы за выбросы внутри страны. Более того, решение может быть реализовано в виде механизма межотраслевого балансирования целевых показателей снижения выбросов углеводородов и повышения энергетической эффективности, которая позволит сдвигать вправо «декарбонные» инвестиции энергетической отрасли по оси времени. В таком случае может быть достигнут синергетический эффект, характеризующийся постепенным совершенствованием и удешевлением технологий ВИЭ и, как следствие, снижением объема требуемых инвестиций.

III Заключение

Таким образом, по результатам проведенного исследования можно утверждать об экономической целесообразности декарбонизации российской электроэнергетики. Тем не менее инвестиции в мероприятия по переходу от угольных ТЭС к газовым могут привести к существенному росту стоимости электроэнергии для потребителей, что в наибольшей степени угрожает устойчивости энергоемким промышленным предприятиям.

Несмотря на обилие стратегий поведения и сценариев развития декарбонизации экономики России и ее промышленных отраслей, представителям государства и частного сектора следует планировать мероприятия не по отдельным отраслям, а по всем зонам и участникам экономической деятельности в совокупности. Такой подход позволит добиться результатов без риска для отраслей, транслирующих затраты в цену продукции и услуг для потребителей внутри страны, какой является отрасль электроэнергетики.

IV Список работ, опубликованных по теме диссертации

*Публикации в рецензируемых научных изданиях,
определенных ВАК при Минобрнауки России:*

1. Балашов, М.М. Сертификаты возобновляемой энергии: возможности и эффективность применения / М.М. Балашов // Стратегические решения и риск-менеджмент. – 2020. – № 1. Том 11. – С. 14-27. – ISSN 2618-947X.
2. Балашов, М.М. Импортзамещение в отрасли энергетического машиностроения / М.М. Балашов // Стратегические решения и риск-менеджмент. – 2020. – № 2. Том 11. – С. 182-195. – ISSN 2618-947X.
3. Балашов, М.М. Влияние механизмов углеродного регулирования на развитие промышленности Российской Федерации / М.М. Балашов // Стратегические решения и риск-менеджмент. – 2020. – № 4. Том 11. – С. 354-365. – ISSN 2618-947X.
4. Balashov, M.M. 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 = Анализ ключевых направлений и предложения по минимизации экономических последствий глобального энергоперехода для крупных энергоемких промышленных потребителей электрической энергии и мощности / М.М. Balashov // Стратегические решения и риск-менеджмент. – 2023. – № 2. Том 14. – С. 164-179. – ISSN 2618-947X.