

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

ДИССЕРТАЦИЯ  
на соискание ученой степени  
кандидата экономических наук

Научный руководитель

Линдер Наталия Вячеславовна,  
доктор экономических наук, профессор

Москва – 2025

## Оглавление

Введение.....	4
Глава 1 Глобальный энергетический переход: общемировые тенденции и особенности реализации в электроэнергетике России.....	15
1.1 Причины и характеристики четвертого энергетического перехода .....	15
1.2 Обоснование основного риска энергоперехода как фактора сдерживания темпов роста ВВП Российской Федерации.....	35
1.3 Анализ существующих и разрабатываемых подходов по осуществлению преобразований электроэнергетики России в рамках глобального энергоперехода.....	43
1.4 Выявление существующих барьеров, препятствующих глобальному энергопереходу в электроэнергетике России.....	61
Глава 2 Оценка влияния глобального электроэнергетического перехода на устойчивое развитие .....	72
2.1 Выявление ключевых глобальных тенденций низкоуглеродного развития мировой экономики .....	72
2.2 Анализ стратегий поведения участников глобальной системы углеродного регулирования .....	92
2.3 Отраслевая специфика финансирования мероприятий по декарбонизации в России .....	103
2.4 Оценка потенциальных финансовых последствий для потребителей от реализации политики декарбонизации в отрасли электроэнергетики .....	116
Глава 3 Рекомендации по нивелированию негативного влияния преобразований электроэнергетической отрасли на электроемкую промышленность Российской Федерации.....	129
3.1 Выявление ключевых источников негативного влияния интенсивных преобразований в электроэнергетике для электроемких потребителей ...	129
3.2 Меры, обеспечивающие адаптацию крупных энергоемких потребителей к последствиям энергетического перехода .....	152

3.3 Факторы корпоративного управления, способствующие переходу к низкоуглеродной энергетической парадигме.....	161
3.4 Предложения по особому порядку ценообразования на электрическую энергию и мощность для энергоемких потребителей в условиях глобального энергоперехода .....	168
Заключение .....	183
Список литературы .....	186
Список иллюстративного материала.....	208

## Введение

**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., продемонстрировав значительный прирост по сравнению с показателями предыдущих лет: 849 млн долл. в 2021 году и 626 млн долл. – 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 энергодобавки 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.

Тем не менее, 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 (корреляционно-регрессионный метод, кластерный анализ) 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** соответствует п. 2.11. «Формирование механизмов устойчивого развития экономики промышленных отраслей, комплексов, предприятий» и 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.

**Научная новизна исследования** состоит в разработке концепции комплексного преобразования электроэнергетики в рамках глобального энергетического перехода, заключающейся, в отличие от существующих, в применении системных мер, а также учитывающей необходимость сохранения темпов устойчивого развития энергоемких отраслей промышленности, являющихся неотъемлемой частью энергосистемы и основным источником инвестиций в электроэнергетике.

**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. 92-99).

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 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. 100-103).

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. 103-116).

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. 116-122).

5) Произведена оценка негативного эффекта интенсивного преобразования электроэнергетики на энергоемкую промышленность. Предложен механизм межотраслевого балансирования целевых показателей снижения выбросов углеводородов и повышения энергетической эффективности, который 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. 122-127).

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. 152-173).

**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 ООО «Эн+ Девелопмент» 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 работах общим объемом 6,9 п.л. (весь объем авторский) в рецензируемых научных изданиях, определенных ВАК при Минобрнауки России.

**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.

## Глава 1

# Глобальный энергетический переход: общемировые тенденции и особенности реализации в электроэнергетике России

## 1.1 Причины и характеристики четвертого энергетического перехода

Топливо-энергетическая отрасль мировой экономики является локомотивом социально-экономического развития общества. Энергия, вырабатываемая на электростанциях, необходима для обеспечения базовых аспектов благосостояния: доступа к водным ресурсам, сельскохозяйственной производительности, здравоохранения, образования, создания рабочих мест, обеспечения устойчивости окружающей среды и всего того, без чего жизнь человека сегодня представить невозможно.

Энергия в виде электричества и первичных энергоресурсов обеспечивает процветание мировой экономики. Так, в 1970-х годах мировой валовой внутренний продукт (далее – ВВП) вырос примерно в 30 раз, а потребление первичной энергии увеличилось с 155,22 ЭДж в 1965 году до 595,63 ЭДж в 2021 году. Продолжительность использования совокупных энергетических запасов доминирующих видов топлива: нефти, природного газа и угля, – доказанных на конец 2020 года, составляла 53,5 года для нефти, 48,8 года – для природного газа и 139 лет – для угля. Безусловно, разведка новых запасов и более детальная выработка имеющихся позволят оттягивать момент столкновения с нехваткой, особенно в странах, богатых природными ресурсами, таких как Россия, государства Ближнего Востока, Океании и Скандинавии [1-3].

Впрочем, доля ископаемых видов топлива составляет 85% от общего потребления первичной энергии в мире, в связи с чем, помимо скоротечности имеющихся запасов, серьезную обеспокоенность вызывают и вопросы экологического характера. Хотя на инвестиции в энергетику приходится

значительная доля мирового ВВП, предприятия, которые добывают, перерабатывают и распределяют энергию, получаемую из традиционных ископаемых энергоносителей, также являются и основными эмитентами антропогенных выбросов парниковых газов. В этой связи декарбонизация глобальных энергетических систем является одной из главных задач, стоящих перед человеком в XXI веке [4].

Научный анализ влияния эндогенной деятельности человека на глобальную окружающую среду с середины XIX века установил, что рост выбросов CO<sub>2</sub> и других газов приводит к стремительному повышению мировой температуры: с доиндустриального периода деятельность человека способствовала повышению средней температуры Земли примерно на 1°C. Однако этот рост ускоряется, отчего в настоящее время мир «теплет» примерно на 0,2°C в десятилетие. Последствия такой тенденции могут быть драматичными с точки зрения повышения уровня мирового океана, увеличения частоты масштабных погодных явлений (штормов, засух, наводнений и т.д.) и нарушения привычного уклада жизни общества по причине потенциального разрушения сред обитания, в особенности в низколежащих странах [5].

Особенностью современного энергоперехода является его управляемость решениями и глобальной политикой Организации Объединенных Наций. В 2015 году Генеральной ассамблеей ООН подготовлено и закреплено в программном документе «Преобразование нашего мира: повестка дня в области устойчивого развития на период до 2030 года» целевое видение нового общества, учитывающее общие принципы устойчивого развития и конкретные экологические цели. В отличие от множества предшествовавших пространственных программных документов рассматриваемый формулирует относительно конкретные задачи обществу и государствам – 17 основных и 169 промежуточных [6].

При этом представленное в таблице 1 целевое видение энергоперехода содержит основную задачу, а также ряд обязательных требований,

дополнительных условий и исключений. Примечательно, что краткая и широкая трактовки основной задачи различаются. Так, широкая трактовка предполагает использование современных источников энергии, краткая – подразумевает технологии чистой энергетики. Неоднозначность выбранных формулировок лишь подкрепляет отсутствие четкого определения современных чистых или грязных источников энергии. К примеру, даже общепринятые понятия возобновляемого источника энергии в зависимости от страны различаются. Солнечная и ветроэнергетика безусловно относятся к возобновляемым источникам энергии, однако гидроэнергетика в ряде европейских стран к таковым не относится ввиду затопления больших пространств или заиления дна, приводящего к увеличению выбросов парникового газа – метана. Аналогично и с ископаемыми видами топлива. Для ряда европейских стран любые ископаемые виды топлива – грязные, однако для многих государств, преимущественно с большими запасами ископаемых видов топлива, только уголь и нефтепродукты относятся к грязным. Примечательно также, что в Российской Федерации гидроэнергетика относится к возобновляемой энергетике, а природный газ – низкоэмиссионный энергоресурс.

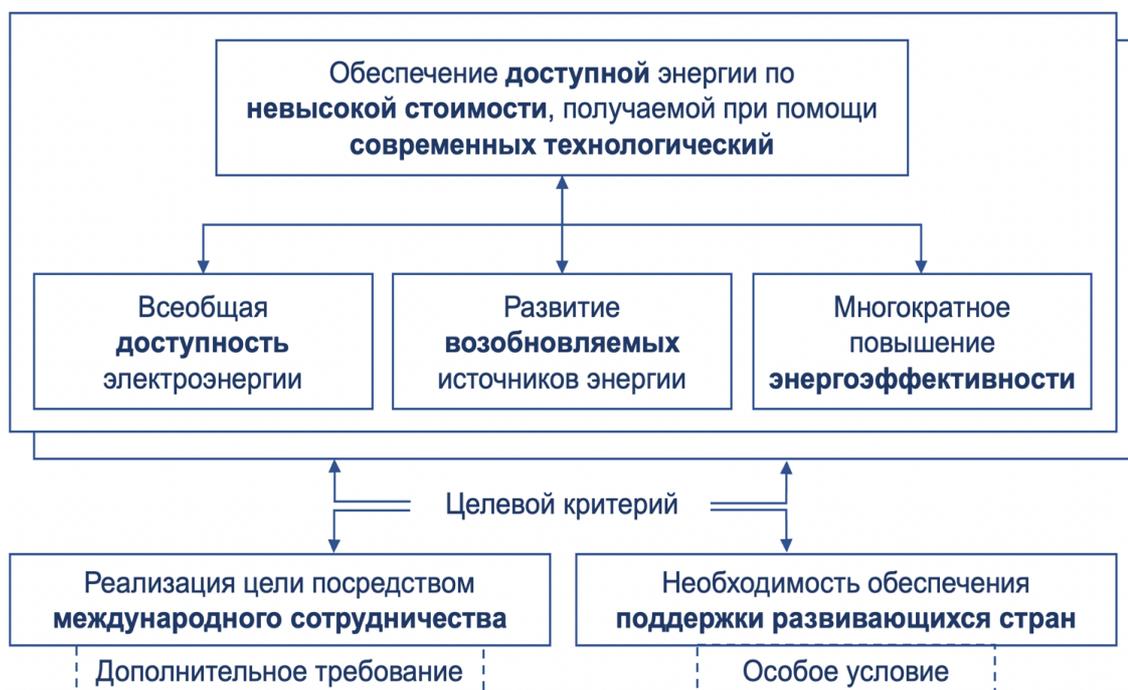
Таблица 1 – Структура целей устойчивого развития в области энергетики

Структура целей устойчивого развития		
Цель № 7		
Развернуто: обеспечение доступа к недорогим, надежным и устойчивым источникам энергии по более низкой цене		Кратко: обеспечение недорогой и чистой энергии
Подцель № 7.1	Подцель № 7.2	Подцель № 7.3
К 2030 г. обеспечить всеобщий доступ к доступному и надежному энергетическому снабжению	К 2030 г. увеличить долю энергии из ВИЭ в мировом энергетическом балансе	К 2030 г. удвоить общие показатели энергетической эффективности
Цель № 7А		
Ключевое направление достижений		Ключевые выгодоприобретатели
К 2030 г. активизировать международное сотрудничество в целях облегчения доступа к исследованиям и технологиям в области альтернативной энергетики, включая возобновляемую энергетику, повышение энергоэффективности и интеграцию передовых способов использования ископаемого топлива, а также повысить инвестиции в области энергетической инфраструктуры и технологий		К 2030 г. расширить инфраструктуру и модернизировать технологии для современного устойчивого энергоснабжения в развивающихся странах, в частности в наименее развитых странах, малых островных государствах и развивающихся странах без выхода к морю

Источник: составлено автором по материалам [7].

При столь жесткой категоризации, а также с учетом необходимости обеспечения свободного доступа к энергии при сохранении нейтральности в отношении окружающей среды ключевую роль занимают соответствующие технологии. И если очевидные решения по повышению энергоэффективности путем использования побочных продуктов производства, в том числе метана или тепла, имеют значительный потенциал к повышению экономической эффективности производственных комплексов, то решения в части улавливания и гашения твердых частиц, как то: оксидов углерода, азота, серы или зольных частиц, – на текущем уровне развития технологий не имеют монетизируемого потенциала, но, наоборот, формируют затраты, притом не только на их реализацию, но и на расходные материалы.

Неудивительно, что при таком выборе инструментов повышения энергоэффективности и снижения пагубного воздействия в качестве базовой формулировки цели выбрана та, что делает акцент на современных способах производства энергии, но при этом допускает использование традиционных энергоносителей, что отражено на рисунке 1.



Источник: составлено автором.

Рисунок 1 – Целевая структура современного этапа энергоперехода на период с 2016 г. до 2030 г.

Совместный ответ на то, что было классифицировано как «климатическая чрезвычайная ситуация», координируется ООН. Так, под эгидой Рамочной конвенции ООН об изменении климата в сотрудничестве с Межправительственной группой экспертов по изменению климата организуются профильные конвенции Conference of the Parties of the UNFCCC (COP), которые совмещают усилия стран-участниц для рассмотрения статистических данных, установления целей и принятия ключевых решений по координации глобальной реакции на изменение климата. Одной из ключевых конвенций была проведенная в 2015 году в Париже COP21, на которой страны установили добровольные целевые показатели выбросов, называемые национально определенными вкладами (Nationally Determined Contribution), достижение которых должно помочь к 2050 году ограничить темпы глобального потепления не выше 2°C относительно доиндустриального уровня с отложенной целью в 1,5°C [8].

Основное внимание уделяется энергетическому сектору, на который в настоящее время приходится чуть менее 75% выбросов парниковых газов, образующихся в результате сжигания углеводородов предприятиями энергетической и промышленной отраслей. Как следствие, декарбонизация энергетического сектора является наиболее приоритетной задачей, в частности потому, что при нынешних темпах выбросов парниковых газов весь оставшийся в мире «углеродный бюджет», то есть объем допустимых выбросов при работе над целью по минимальному повышению глобальной температуры, будет израсходован всего за 17 лет.

Дополнительным драйвером энергетического перехода стала пандемия COVID-19, которая придала рассматриваемому явлению несколько дополнительных функциональных ответвлений. Так, в результате снижения энергопотребления в условиях ограничений перевозок и мобильности было зафиксировано падение эмиссии двуокиси углерода. В докладе Программы ООН по окружающей среде от 2020 года говорится, что «меры по сдерживанию пандемии привели к значительному сокращению глобальных

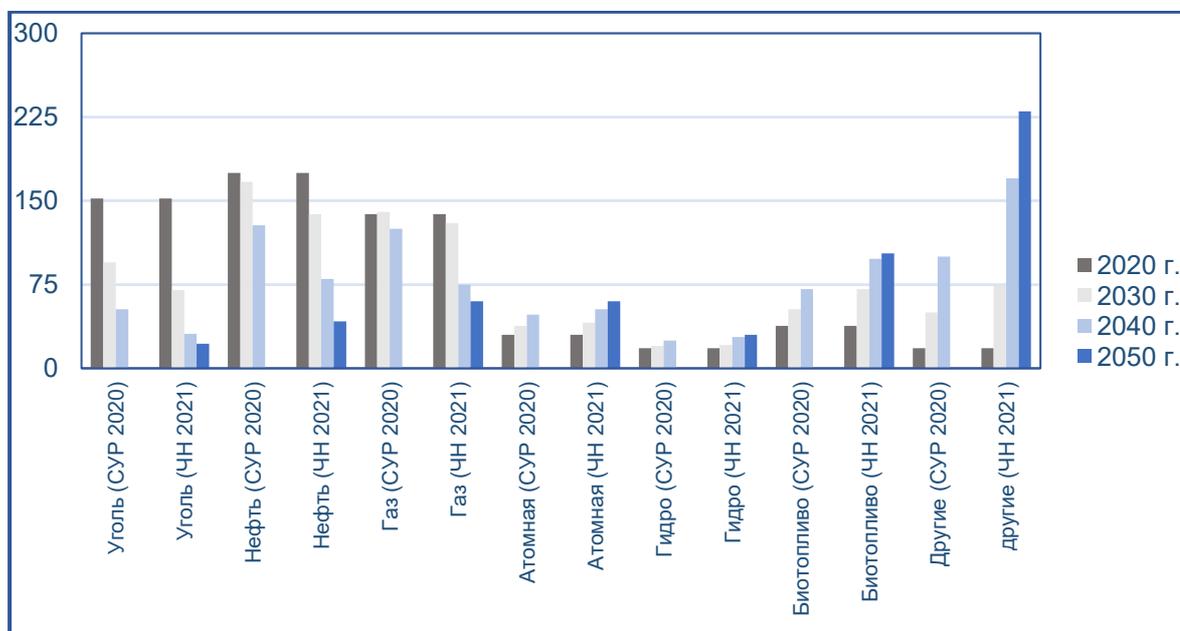
выбросов парниковых газов». В то же время в отчете подчеркивается, что сокращение выбросов двуокси углерода, вызванное особыми обстоятельствами, связанными с COVID-19, является кратковременным и в долгосрочной перспективе прилагаемые сейчас усилия в борьбе с изменением климата не будут иметь существенного значения [9].

Кроме того, в последние годы перечень стран, принявших обязательства по обеспечению мероприятий в рамках достижения нулевых выбросов, значительно расширился и теперь включает Китай, власти которого собираются достичь нулевого уровня выбросов углерода к 2060 году, Японию и страны ЕС, планирующие к 2050 году достигнуть углеродно нейтрального состояния, США, Республику Корею, Великобританию и т.д. Благодаря такой поддержке Международное энергетическое агентство в мае 2021 года представило специальный доклад «Чистый ноль к 2050 году: Дорожная карта для глобального энергетического сектора», центральным элементом которой выступила базовая программа перехода к новой энергетической системе, предполагающей полную декарбонизацию мировой экономики [10].

Ключевое значение в рамках энергетического перехода было присвоено смещению акцента с социально-технической системы, основанной исключительно на производстве и потреблении ископаемого топлива, на подход, при котором доминируют возобновляемые источники энергии. Хотя некоторые страны, в основном экспортеры нефти и природного газа, выступают за технологически нейтральный подход к сокращению выбросов, который должен основываться на развитии технологической составляющей, например инструментов по улавливанию углерода, общая цель централизованных инициатив заключается в сокращении выбросов как при сжигании топлива, такого как нефть, газ и уголь, так и во всех цепочках создания стоимости, которые его производят.

С целью понимания драйверов описанного подхода целесообразно ознакомиться с анализом перспектив энергетического баланса в глобальной экономике «чистого нуля» (далее – ЧН), приведенным Международным

энергетическим агентством (далее – МЭА). На рисунке 2 показаны изменения по видам топлива при ЧН, а также сравнение со сценарием устойчивого развития (далее – СУР) от 2020 года, где также представлен прогноз, который может позволить миру достичь цели в 1,5°C, установленной в 2018 году.



Источник: составлено автором по материалам [11].

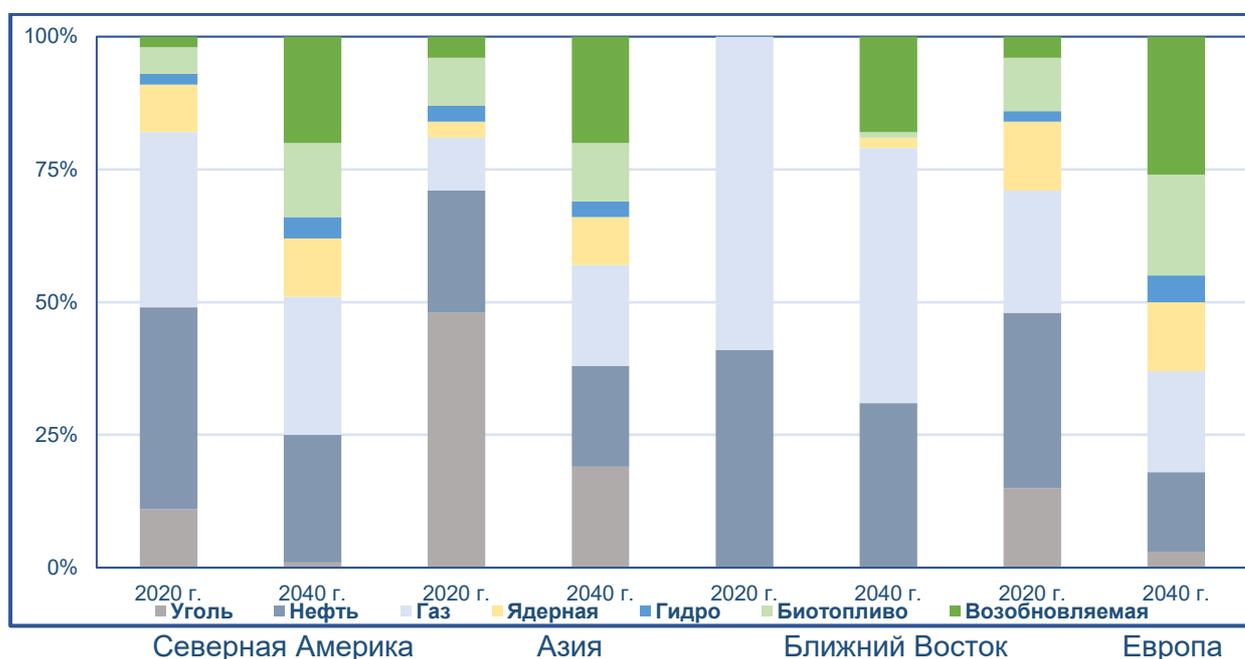
Рисунок 2 – Сравнение сценариев «Чистый ноль» (ЧН) «Устойчивое развитие» с горизонтом до 2050 г.

В сценарии ЧН спрос на все углеводороды падает стремительно, при этом совокупная доля нефти, газа и угля снижается с 79% в 2020 году до 22% в 2050 году. В свою очередь, по отдельности спрос на уголь снизится на 90%, на нефть – на 76%, а на газ – на 56% к 2050 году. Для сравнения: производство энергии ветра и солнца за 30-летний период должно увеличиться более чем на 1400%, а предложение биотоплива – почти на 300%. Благодаря такому росту общая доля возобновляемой энергии, включая гидроэнергию, увеличивается с 12% в 2020 году до 67% в 2050 году, превышая долю углеводородов уже к 2035 году.

Впрочем, эти прогнозы следует оценивать с поправкой на ряд особенностей. Во-первых, в процессе энергетического перехода должны учитываться значительные различия между регионами. Как следствие,

достижения по декарбонизации и энергетическому переходу могут характеризоваться совершенно разными результатами в Европе и Азии, США и на Ближнем Востоке: если в Северной Америке и Европе уголь практически исчез из энергобаланса, а его место активно занимают ВИЭ, то в Азии, напротив, потребление угля хотя снижается, его доля остается значительной статьей энергобаланса и постепенно замещается газом и ВИЭ, поэтому фактически в данном регионе даже к 2040 году на углеводороды может приходиться более 50% спроса на первичную энергию. На Ближнем Востоке ископаемое топливо продолжит составлять более 75% энергетического баланса и в 2040 году, но со значительным смещением приоритета в сторону газа, тогда как ВИЭ войдут в систему, занимая нишу нефти.

Таким образом, при планировании энергетического перехода важно учитывать региональный контекст, в условиях которого перспективы использования топлива существенно различаются, что отражено на рисунке 3.



Источник: составлено автором по материалам [12].

Рисунок 3 – Сравнение текущего (2020 г.) и прогнозируемого (2040 г.) энергобалансов различных регионов

Сочетание различных региональных сдвигов позволяет сделать промежуточный вывод, который сводится к тому, что, хотя потребление

углеводородов в период до 2050 года значительно снизится, но в течение следующих трех десятилетий уровень спроса на данный вид энергоносителей будет сохраняться на существенном уровне.

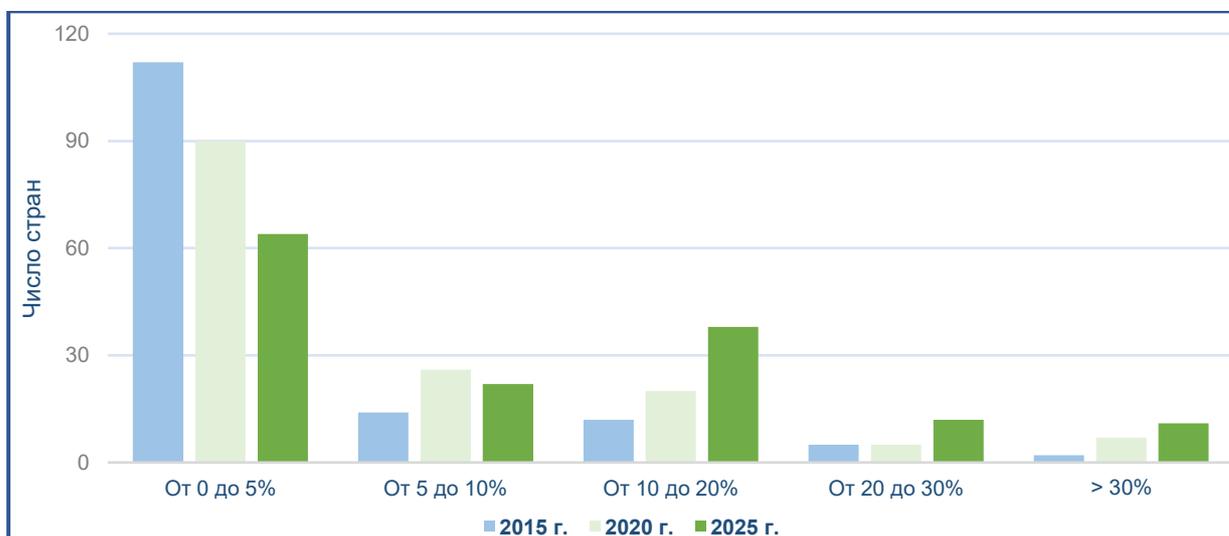
Более того, если сравнить спрос за последние 30 лет (1990-2020 годы) с тремя грядущими десятилетиями до 2050 года, то окажется, что общий спрос на уголь за этот период может снизиться на 50%, в то время как общий спрос на нефть – на 34%. Однако важно отметить, что общий спрос на газ до 2050 года может быть сравним с тем объемом потребления, что наблюдался в предыдущие три десятилетия (1990-2020 годы) [13].

Тем не менее у описанного выше сценарного подхода есть очевидные противоречия. Так, в рамках «чистого нуля» от МЭА закладывается необходимость отказа от инвестиций в новые месторождения нефти, газа и угля, при том что определенная весьма значительная роль всех трех видов топлива будет сохраняться. В то же время вложения в такие месторождения, которые априори будут признаваться нежелательными, вплоть до введения ограничительных мер для инвесторов, правительств и компаний, их осуществляющих, все же соответствуют критерию устойчивости благоприятного сценария, поскольку контрпродуктивные на первый взгляд инвестиции затрагивают в том числе и развитие газовой промышленности, добываемый ресурс которой отвечает целям «чистого нуля». Подобный нюанс может стать причиной краткосрочного и среднесрочного дефицита предложения как непреднамеренного следствия резкого падения уровня инвестиций без сопоставимо быстрого наращивания производства энергии из альтернативных источников. Речь идет даже не об отдельных странах, а о глобальной энергетической системе в целом, для участников которой быстрая декарбонизация является первоочередной целью.

В свою очередь, электроэнергия, обеспечивающая растущую долю производства и потребления энергии во всех странах, играет фундаментально важную роль. В условиях увеличения доходов населения, активной электрификации транспорта и тепловой энергии, а также продолжающегося

роста подключений цифровых устройств и популярности искусственного кондиционирования воздуха спрос на электроэнергию будет только расти. Неудивительно, что при оптимальном выборе низкоуглеродных и зеленых источников еще большее число видов деятельности и операций будут прямо или косвенно зависеть от электроэнергии.

Благодаря технологическому прогрессу и мерам активной поддержки в ряде регионов, доля ВИЭ в структуре производства электроэнергии в последние годы значительно возросла. Так, в 2015 году число стран, в которых доля годовой выработки электроэнергии на ВИЭ превышала 5%, было чуть более 30; к 2020 году этот показатель увеличился почти до 50. Ожидается, что в следующие пять лет доля ВИЭ вырастет с 5-10 до 10-20%, что видно из рисунка 4. Более того, благодаря механизмам интеграции возобновляемой генерации в развитых странах (Европе, США) и развивающихся государствах первого эшелона (Китае, Индии) ожидается значительное увеличение числа регионов с долей ВИЭ 20-40%.



Источник: составлено автором по материалам [14].

Рисунок 4 – Доля переменных ВИЭ в мировом электроэнергетическом балансе с прогнозом на 2025 г.

Скорость, с которой ВИЭ проникает в электроэнергетические системы по всему миру, ставит вопрос о том, как обеспечить экономически эффективную и безопасную интеграцию. Сложность заключается в том, что

нюансы, связанные с интеграцией ВИЭ, зависят от конкретных условий, поскольку одинаковых с точки зрения унаследованной инфраструктуры, солнечных и ветровых ресурсов, а также гибкости управления условий практически нет. В этой связи невозможно вывести простые универсальные правила, связывающие, например, определенную годовую долю ВИЭ с конкретными интеграционными мероприятиями или затратами. Проблемы интеграции можно разделить на категории в зависимости от потенциального воздействия на работу энергосистемы, которое зависит от таких характеристик, как размер, применяемые технологии, стандарты эксплуатации, структура спроса, а также рыночная и нормативная базы.

Для оценки состояния той или иной системы с точки зрения потенциала интеграции ВИЭ-инструментов используют систему фаз, целью которой является отражение меняющегося воздействия, соответствующих проблем и приоритетности задач системной интеграции. Данный метод определяет шесть фаз интеграции ВИЭ, охватывающих основные проблемы, с которыми приходится сталкиваться. Они описаны на рисунке 5.



Источник: составлено автором.

Рисунок 5 – Оценка фаз интеграции ВИЭ в систему производства электроэнергии

Как следует из графической интерпретации, система не может резко переходить от одной фазы к другой. Основное предназначение концептуальных этапов заключается в содействии установлению порядка приоритетов институциональной, рыночной и технической деятельности. Например, вопросы, связанные с гибкостью работы системы, будут постепенно всплывать во второй фазе, чтобы затем стать отличительной чертой третьей фазы. В рамках такой модели даже те страны, что показывают одинаковую годовую долю ВИЭ в электроэнергетике, могут находиться на разных этапах интеграции.

В настоящее время ввиду технологических и регуляторных барьеров максимально достижимой является четвертая фаза, характеризующаяся центральной ролью ВИЭ в местной системе электроэнергетики. Подобного «потолка» удалось достичь в Дании и Ирландии, где ситуация с водными ресурсами благоволит внедрению инструментов гидрогенерации, а также в Южной Австралии, где климатические особенности рождают возможности для перехода с угля на ветровую и фотоэлектрическую, солнечную энергетику.

Как следствие, энергетический переход осуществляется крайне неравномерно. С одной стороны, ключевой причиной такой неравномерности выступают естественные природные факторы, отчего, например, в Германии адаптация ветряных электрогенераторов приведет к куда меньшим результатам, нежели в Австралии, Великобритании или Испании, ветроэнергетический класс местности которых выше. С другой стороны, следует принимать во внимание и факторы замедления, связанные не с объективной данностью вроде природных условий или экономических возможностей, а с неверными решениями социально-политического характера, что прослеживается не только в развивающихся странах, обладающих низкоуровневой научной базой, недостаточными ресурсами или опытом, но и в ведущих государствах, которые обществом рассматриваются в качестве локомотивов энергетического перехода.

Рассмотрим пример Франции. Еще со времен нефтяного кризиса 1973 года энергетическая система французского государства строилась вокруг атомной генерации. Тенденция сохранялась до конца прошлого века, однако после аварий в Чернобыле и в особенности на Фукусиме основной вектор развития был пересмотрен, вследствие чего атомная промышленность Франции существенно деградировала: работы по введению новых энергоблоков были отменены, а имеющиеся мощности решено ликвидировать. Отказ от атомной генерации потребовал бы пересмотра энергетического баланса – вероятнее всего, в сторону полноценного перехода на газ. Вместе с тем такое решение в отсутствие собственных источников природного газа оказалось не соответствующим энергетической безопасности, что потребовало повторного пересмотра энергетического баланса [15].

Безусловно, политические решения разных лет могут противоречить друг другу, однако в случае с энергетикой непоследовательность принимаемых решений несет в себе крайне губительные последствия: уже сейчас эксперты отмечают, что на строительство новых мощностей понадобятся годы, а их запуск следует ожидать не раньше, чем в середине следующего десятилетия. В таких условиях развитие альтернативной энергетики и ВИЭ реализовать будет очень сложно, ведь капитальные затраты по интеграции современных инструментов генерации проблематично совместить с теми инвестициями, которые необходимы для восстановления энергетической безопасности страны.

Другая европейская страна, Германия, в рамках энергоперехода выступает в несколько иной роли. В Германии, зависимой от импорта энергоносителей, возлагались большие надежды на недорогие и экологически чистые технологии промышленной аккумуляции электроэнергии, которые позволили бы перераспределять пиковую выработку ВИЭ. Ставка на скорую интеграцию современных технологий себя не оправдала: в новой энергосистеме Германии уже пришлось существенно усложнить структуру электропередачи, сформировав дополнительную сеть по сбору

электроэнергии с объектов ВИЭ и ее передаче в центры потребления, из-за чего потери электроэнергии выросли кратно с 2,50% в 1991 году до 4,75% в 2022 году. Неудивительно, что высокий уровень потерь электроэнергии сказался на ее стоимости для потребителей, и так стремительно растущей из-за особенности современной немецкой энергосистемы, которая заключается в неритмичной работе и, как следствие, высоком износе головного оборудования. В результате усложнения работы диспетчерских служб и снижения управляемости и надежности фондоотдача станций планомерно снижается [16].

Если рассматривать прогресс государств в реализации энергоперехода через призму эффективности промежуточных результатов, то с учетом масштаба и сложности передовые позиции занимают США. В рамках американского энергетического профиля ВИЭ не требуется, но при этом допускается использование ВИЭ в объеме до 15% установленной мощности энергосистемы и до 10% общего объема выработки генерации. Отсутствие срочных обязательств по внедрению низкоуглеродных технологий и учет географических условий каждого отдельного штата позволяют постепенно интегрировать современные технологии генерации, и этот процесс, что важно, начался задолго до Парижских соглашений с установкой ранних версий ветряных и солнечных электростанций (далее – ВЭС и СЭС соответственно). В то же время роль ВИЭ является опциональной, неким дополняющим компонентом, который повышает общую системную эффективность без ущерба традиционной генерации, росту производительности и мероприятиям по повышению экологической нейтральности, которые являются главными приоритетами энергоперехода. Как следствие, электроэнергетика развивается без каких-либо признаков искусственного давления и пребывает в том состоянии, которое обеспечивает системную устойчивость. Схожий подход применяется в соседней Мексике, электроэнергетика которой неразрывно связана с юго-западными штатами США.

Китай и Индия при осуществлении энергоперехода также выделяют ВИЭ роль вспомогательного источника электроэнергии, параллельно развивая собственную атомную промышленность, которая до сих пор не является существенной частью энергобалансов этих стран. Япония, напротив, вынуждена перезапускать отрасль атомной энергетики, развитие которой было приостановлено после событий на АЭС «Фукусима-1», что привело к значительной ее деградации.

Очевидно, что модель реализации энергетического перехода, примененная, например, в Германии и Франции, не привела к достижению базовых целей, задекларированных в повестке ООН. Более того, вследствие перегруженности непосильными инвестиционными вливаниями в электроэнергетический сектор был нанесен ущерб другим секторам, прежде всего инфраструктурным. В самой же электроэнергетике инвестиции были израсходованы крайне непродуманно, результатом чего стало многократное удорожание электроэнергии для конечного потребителя.

Отдельного внимания заслуживают те страны, в электроэнергетике которых высокую роль играет эксплуатация водных ресурсов и гидрогенерация, например Канада и Бразилия. В контексте этих стран можно говорить об энергопереходе с опорой на гидропотенциал, который, в зависимости от потребностей соответствующих территорий, протекает по специфичным сценариям. Для энергоперехода в Канаде отмечается стабильность усилий в данном направлении в течение последних 15 лет, которые характеризовались высокой долей выработки электроэнергии на ГЭС в энергобалансе: в 2005 году – 59,81%, в 2020 году – 60,77%, прогноз на 2035 год – 59,1%. Только в 2050 году ожидается снижение доли ГЭС в выработке электроэнергии до 51%, тогда как в абсолютном выражении производство электроэнергии на ГЭС за этот период вырастет с 360 до 450 млрд кВт·ч [17]. Такая стратегия энергоперехода позволяет поступательно наращивать мощности и выработку электроэнергии посредством ВИЭ с прогнозом в 20% в общем энергобалансе к 2050 году

при текущих 6%. В результате поступательного движения в сторону альтернативной генерации при наличии потенциала развития гидрогенерации в электробалансе произойдет полное замещение угольной генерации, тогда как выработка электроэнергии из природного газа в абсолютном выражении останется довольно стабильной и будет варьироваться в интервале 70-80 млрд кВт·ч.

Путь развития энергетики Бразилии сочетает подходы по внедрению ВИЭ в Америке и Канаде. За последние несколько десятилетий среднегодовая выработка электроэнергии ГЭС в Бразилии остается на уровне 400 млрд кВт·ч. При этом весьма интенсивно развиваются ветроэнергетика и, что характерно, биоэнергетика – совокупная доля этих двух видов генерации выросла за 20 лет примерно с 5 до 20% всей выработки электроэнергии. Таким образом, можно утверждать, что энергопереход в бразильской электроэнергетике осуществляется вполне рациональным путем, так как в нем задействованы все доступные природные и технологические возможности, а доля возобновляемых источников электроэнергии довольно высока и имеет тенденцию к умеренному увеличению [18].

Таким образом, центральным содержанием энергоперехода является существенная трансформация региональной электроэнергетики на основе современных технологических решений. Несмотря на глобальность инициатив в данной области, результаты энергоперехода оказываются положительными далеко не во всех странах, что представлено в таблице 2.

Таблица 2 – Характер энергетического перехода в ряде ведущих стран мира

В процентах

Страна	Доля угольной, углеводородной и атомной генерации в 2020 г.		Характер энергетического перехода
	Установленная мощность	Выработка электроэнергии	
1	2	3	4
США	77	70	Устойчивый
Германия	46	64	Радикальный

Продолжение таблицы 2

В процентах			
1	2	3	4
Франция	60	77	Вынужденно умеренный
Китай	62	74	Устойчивый
Индия	62	75	Вынужденно устойчивый
Мексика	71	81	Устойчивый
Япония	63	73	Вынужденно устойчивый

Источник: составлено автором.

Некоторые из государств, исторически занимавших лидирующие позиции в темпах развития отрасли электроэнергетики со времен ее возникновения (прежде всего Германия и Франция), на данном этапе энергоперехода столкнулись с риском возникновения энергетического кризиса, поскольку отрасль теряет прежнюю управляемость, надежность и эффективность. Намерения по оперативной переориентации на ВИЭ лишь усложняют и без того непростую ситуацию. Вместе с тем другие страны (США, Бразилия, Дания, Индия, Канада, Норвегия), реализуют более последовательный и плавный переход к внедрению ВИЭ-технологий, в том числе с учетом необходимости обеспечения текущих потребностей.

Экологическая нейтральность электроэнергетики в рамках примененных подходов также не была достигнута, поскольку жизненный цикл ВИЭ-энергетики сопряжен с некоторыми крайне негативными формами воздействия на окружающую среду, вытекающими из конструктивных особенностей ветрогенераторов, солнечных батарей и иных современных инструментов генерации. В той же Германии – как на сами энергопарки, так и на необходимые для них объекты электросетевого хозяйства – были израсходованы тонны различных материалов: полимеров, бетона, черных и цветных металлов. Данная особенность может иметь слабый эффект в процессе производства соответствующих установок в рамках отдельных заказов, однако в общемировых масштабах возможный дефицит различных металлов и материалов, необходимых для развития возобновляемой энергетики, может вылиться в

серьезную проблему. Согласно докладу Всемирного банка, спрос, например, на медь, литий, кобальт и графит к 2050 году вырастет на 500%. Более того, уже сегодня рынок некоторых ключевых ресурсов, например меди, близок к дефициту. Всего, по оценкам экспертов Всемирного банка, для реализации энергоперехода потребуется 3 млрд тонн различных металлов и минералов [19]. Их добыча и производство сопряжены не только с колоссальными затратами энергии, но и с вредным воздействием на окружающую среду при реконструкции топливной генерации, добыче и обработке. Более того, необходимость существенного изъятия территориальных ресурсов – площадей для парков солнечных батарей, водной глади для офшорных ветроэлектростанций – многократно перекрывает те требования, которые характерны для ТЭЦ и других традиционных инструментов производства электроэнергии.

Рассмотренные особенности реализации энергетического перехода создают почву для опасений относительно реалистичности публикуемых международными агентствами и профильными организациями сроков. Ключевой интерес в данном вопросе составляет анализ коэффициента использования установленной мощности (отношения среднеарифметической мощности к установленной мощности электроустановки за определенный интервал времени) у возобновляемой энергетики и низкая плотность поступающей энергии. Применительно к инструментам альтернативной генерации коэффициент составляет невысокие значения – порядка 20% для ветряных установок и 10-20% – при использовании фотоэлектрических систем электроснабжения. Безусловно, показатели в значительной степени варьируются от региона к региону в зависимости от условий использования исследуемой установки. Например, материковая ветроэнергетика стран Европы обеспечивает показатель коэффициента использования установленной мощности в 24%, тогда как установки офшорной, береговой генерации выдают значения, близкие к 50% [20].

Вместе с тем вышеуказанные параметры ВИЭ в сравнении с прочей генерацией представляются уже не настолько перспективными. Так,

аналогичный показатель у традиционной генерации – атомных и тепловых электростанций – достигает 45-85% (в идеальных условиях). Следовательно, чтобы заменить один объект традиционной генерации, требуется сооружение минимум четырех объектов низкоуглеродной генерации, расположенных в разных регионах и с установленной мощностью каждого такого объекта не менее, чем у замещаемого объекта. При этом, как уже отмечалось ранее, низкие коэффициенты преобразования энергии обуславливают и высокий пространственный масштаб возобновляемой энергетики, в связи с чем для размещения ветропарков и солнечных станций требуются на порядок бóльшие площади по сравнению с тепловыми электростанциями.

Таким образом, рассмотрев предпосылки четвертого энергетического перехода, его основные характеристики, движущие силы и текущие проблемы, можно сделать несколько промежуточных выводов.

Учитывая прочную связь энергетики и экономики, энергетический переход позволит не только сократить выбросы углекислого газа, но и создаст новые отрасли экономики, лидерство в которых позволит как энергетическим компаниям, так и государствам получить значительную экономическую и политическую власть.

Данный тезис подтверждается и тем, что основные страны – участницы перехода – как лидеры, так и догоняющие – предлагают различные модели трансформации энергетики. Справедливо утверждать, что в последние годы в этой гонке лидируют США, где ВИЭ интегрируется избирательно и осторожно, Европейский союз, страны которого в энергопереходе видят способ ухода от экспортной зависимости, а также Китай, на долю которого приходится производство 70% солнечных фотоэлектрических панелей. КНР также является крупнейшим производителем аккумуляторов и контролирует, в основном за пределами своих территорий, многие виды сырья, необходимого для цепочек поставок экологически чистых технологий, например кобальта и поликремния – ключевых составляющих современных солнечных панелей.

Инвестиционная привлекательность «экологичности» вкупе с развивающимся рынком технологий возобновляемой энергетики и климатическими и экологическими опасениями с каждым днем вызывает все более негативные изменения в настроениях инвесторов по отношению к нефтегазовой отрасли. Впрочем, несмотря на то что декарбонизация энергоснабжения необходима, важно, чтобы энергоснабжение потребителей оставалось бесперебойным, а доступ к электроэнергии – свободным. Неудивительно, что этот посыл занимает центральное место в ЦУР ООН, ведь без доступа к энергии такие цели, как ликвидация бедности и голода, обеспечение здоровья и качественного образования для всех, становятся невыполнимыми.

Хотя переход от «нефтегазовой» к «энергетической» деятельности выводит компании из зоны комфорта, трансформация дает возможность управлять рисками надвигающихся изменений, величина которых для стран – производителей нефти, по оценке британского аналитического центра Carbon Tracker, к 2040 году составит 13 трлн долл. из-за потерь и вынужденных трат. Но хотя некоторые крупные нефтегазовые компании трансформируются в холдинги, поставляющие потребителям разнообразные виды энергии и осуществляющие широкий спектр энергетических услуг, опыт ряда зарубежных стран показал, что приоритетом государственной политики в энергетической отрасли должно оставаться обеспечение нужд общества, в том числе через стимулирование экономики, которое осуществляется посредством поддержки промышленности [21].

Безусловно, электроэнергия предоставляет возможности для долгосрочного роста, а также, в отличие от нефтепродуктов, является основным потребляемым ресурсом в ускоренных энергетических переходах. В этой связи инвесторы уделяют особое внимание способности отрасли сбалансировать диверсификацию с ожидаемыми доходами и дивидендами, попутно оценивая возможности для более масштабного и эффективного сокращения выбросов. Впрочем, положительными надвигающиеся изменения будут далеко не для всех

участников международного энергетического рынка: страны, полагающиеся на традиционные источники энергии в качестве инструмента экономической политики – как внешней, так и внутренней, – столкнутся не только с возможностями перехода к более чистой энергии, но и с рисками потери доходов от экспорта энергетических ресурсов и, как следствие, снижения потенциала развития ключевых отраслей экономики. В последние десятилетия к числу наиболее уязвимых к энергетическому переходу стран относят Россию – одного из центральных участников мировой экономики. В этой связи следует проанализировать ключевые последствия энергоперехода с точки зрения рисков сдерживания темпов роста национальной экономики Российской Федерации.

## **1.2 Обоснование основного риска энергоперехода как фактора сдерживания темпов роста ВВП Российской Федерации**

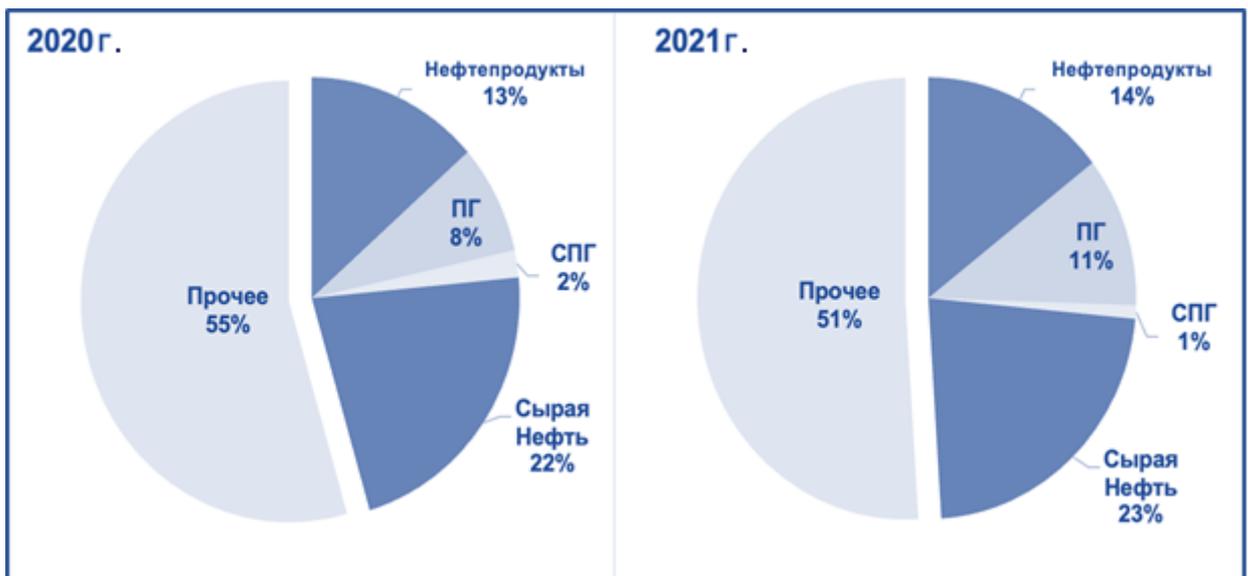
Россия является одной из наиболее обеспеченных стран с точки зрения запасов энергоносителей. Так, на конец 2020 года страна занимала пятое место в мире по доказанным запасам нефти с показателем в 14,8 млрд тонн (6,05% мировых запасов), уступая лишь Венесуэле, Канаде и ряду государств Ближнего Востока. По запасам природного газа за Россией закреплено уверенное лидерство с показателем в 38 трлн м<sup>3</sup> запасов (19,1% мировых запасов). Схожая ситуация и на рынке угля, где Россия располагает внушительными 162 тыс. тонн доказанных запасов (5,2% мировых запасов), что, правда, меньше, чем у США [3].

При таких запасах Россия удерживает лидирующие позиции в вопросе экспорта энергоресурсов. Половина произведенной первичной энергии, в 2019 году исчислявшейся показателем в 1470 млн тонн нефтяного эквивалента, выделяется для экспорта в страны Азии и Европы, что составляет порядка 16% мировых межрегиональных поставок энергоресурсов. В то же время внутренний рынок также соответствует показателям главных стран-потребителей: хотя вклад России в мировой ВВП составляет 3% и для

его обеспечения привлечено лишь 2% мирового населения, наша страна определяет 10% мирового производства и 5% мирового потребления энергии [22].

Такое положение России на мировом энергетическом рынке уже давно стало устоявшимся. Перешагнув через экономический кризис 1990-х годов, в начале 2000 годов предприятия ТЭК вновь начали захватывать энергетические горизонты стран зарубежья: с 2000 по 2005 год экспорт энергоносителей вырос на 56%. Вместе с высокими ценами на углеводороды экономика стала в значительной степени полагаться именно на экспорт энергоносителей [23].

В последние десятилетия углеводороды и их продажа составляют ядро российской экономической модели. Так, даже в условиях снижения цен на энергоносители предприятия отечественного ТЭК, преимущественно из разряда нефтегазовых, обеспечивают четверть ВВП, приносят половину доходов федерального бюджета и берут на себя четвертую часть инвестиций в национальную экономику. В 2021 году такое положение обеспечило 35,8% доходов федерального бюджета – несколько меньше, чем годом ранее (39,3%). Подобный показатель не удивителен, учитывая тот факт, что доля основных энергетических товаров в общем объеме российского экспорта в том же году достигла 49%, что можно увидеть на рисунке 6.



Источник: составлено автором по материалам [24].

Рисунок 6 – Доля четырех основных энергетических товаров в совокупном объеме российского экспорта товаров в 2020 г. и 2021 г.

За последние несколько лет российский экспорт диверсифицировался: например, значительно увеличилась доля сельскохозяйственной продукции, а также несырьевого неэнергетического экспорта. Тем не менее минеральные ресурсы, прежде всего первичное ископаемое топливо, по-прежнему составляют более половины экспорта страны, что свидетельствует о значительной зависимости государства от продажи ископаемого топлива и, как следствие, о разнообразных рисках. Так, обеспеченность ресурсами одного типа и происходящий из активного взаимодействия с ними экономический рост имеют отрицательную корреляцию: изобилие ископаемых видов топлива подвергает страну волатильности на товарных рынках, снижает конкурентоспособность других секторов экономики за счет роста реального обменного курса и негативно влияет на качество политических институтов.

В свою очередь, энергетический переход к системе производства энергии из чистых и возобновляемых источников энергии создает дополнительный риск для экономики, зависящей от экспорта углеводородов. Речь идет о переходном риске – вероятности возникновения финансовых потерь в процессе перехода к низкоуглеродной экономике вследствие постепенного отказа стран-импортеров от ископаемого топлива. С учетом того, что в ближайшие десятилетия климатическая повестка в политике стран по всему миру, скорее всего, станет более жесткой, реализация переходного риска представляет значительные угрозы для экономического развития России [25].

Дело в том, что меры по смягчению последствий изменения климата, характеризующиеся оперативным сокращением потребления ископаемого топлива и мероприятиями по переходу к возобновляемым источникам энергии, существенно влияют на крупных экспортеров ископаемого топлива. Активы таких стран, связанные с ископаемым топливом, могут значительно упасть в цене, что приведет к потере доходов и негативно скажется на благосостоянии населения. Россия, будучи крупным экспортером углеводородов, находится в зоне повышенного риска, который в зависимости

от горизонта момента потенциальной реализации можно разделить на краткосрочный и долгосрочный.

В краткосрочной перспективе основная угроза исходит от пограничной углеродной корректировки, применяемой в ЕС и других странах, обозначивших планы по достижению «чистого нуля». Активно реализуя намерения по декарбонизации, страны вроде Германии, Нидерландов и Японии готовы понести краткосрочные потери ради долгосрочной выгоды. Речь идет не только об инвестициях в инфраструктуру ВИЭ, но и тех негативных экономических и технических последствиях, которые непременно затронут промышленность и общество в целом.

Впрочем, страны, первыми инициировавшие серьезные внутренние изменения, долгое время пребывали в невыгодном положении. Дело в том, что их односторонние усилия по сокращению выбросов могут быть нивелированы за счет роста выбросов в других странах, которые не проводят сопоставимую климатическую политику, при этом их выбросы в относительном выражении утечки углерода увеличиваются. Такая асимметрия в стоимости традиционных энергоносителей в разных странах дает загрязняющим и энергоемким компаниям, расположенным в странах климатически нейтрального статуса, преимущества перед компаниями, которые платят высокую цену за мероприятия по понижению влияния на окружающую среду.

Глобальная климатическая политика в контексте энергетического обеспечения предполагает, что ввиду отсутствия необходимости в применении ископаемые виды топлива будут оставаться в земле, тогда как их ценность в качестве компонента, составляющего общий уровень национального благосостояния страны-обладателя, заметно снизится. Согласно исследованию Всемирного банка, обесценивание запасов нефти в результате активной климатической политики в мире составляет 3,1 трлн долл., тогда как ценность газа будет испытывать куда меньшее обесценивание, теряя до 1,2 трлн долл. Существенное падение демонстрирует уголь: наиболее углеродоемкий энергоноситель теряет 1,9 трлн долл., что

вместе с наиболее низкой стоимостью значительно ограничивает потенциал угольной промышленности в странах с объемными запасами [26].

Для решения проблемы выбросов инвесторы и правительства стран, проводящих климатическую политику, будут пытаться оказывать давление на страны, в которых такая политика отсутствует. Так, многие крупные компании уже сейчас требуют от поставщиков и иных заинтересованных сторон соблюдения основных экологических стандартов, например раскрытия информации о выбросах и введения минимальных мероприятий по сокращению выбросов парниковых газов. Во все большем количестве отраслей появляются промышленные кодексы поведения и даже планы углеродного регулирования.

Одним из потенциальных инструментов является пограничная корректировка выбросов углерода, которая налагает дополнительное бремя на импорт углеродоемкой продукции. Механизм корректировки углеродной границы Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) включен в европейскую «Зеленую сделку» и может быть запущен уже в 2026 году, внедрение начнется со стран Европы. Данный механизм может дать мощный импульс для интеграции политики регулирования выбросов в международную торговлю и, как следствие, сформировать торговые барьеры. В таком случае группы стран и компаний, которые соглашаются регулировать выбросы на более строгом уровне и координировать пограничные тарифы, смогут выстраивать ограничительную политику в международной торговле против тех стран, которые воздерживаются от введения подобного регулирования [27].

Столь амбициозная климатическая политика может снизить спрос на российский экспорт энергоносителей – сначала в странах Европы, а затем и в других регионах. Так, если стороны Парижского соглашения выполнят свои цели по минимизации техногенного вклада, то к 2030 году Россия потеряет 1,8% благосостояния, в основном из-за сокращения поступлений от экспорта ископаемого топлива. Долгосрочные последствия от введения регуляторных мер и реализации механизмов пограничной корректировки выбросов приведут

к снижению экспорта на 20% к 2030 году и на 25% – к 2050 году по сравнению с базовым сценарием, при котором ограничений не будет. В целом в результате действия строгой к традиционным источникам климатической политики в зарубежных странах рост ВВП России с 2030-х годов может снизиться на 0,2-0,3 п.п.

В свою очередь, если в дальнейшем глобальные амбиции по смягчению последствий изменения климата достигнут уровня 2°C, то есть будут включать мероприятия, необходимые для ограничения глобального потепления на указанном значении, то снижение темпов роста ВВП России приведет к дополнительному сокращению на 0,5 п.п. в 2035-2050 годах [28].

Неудивительно, что при такой роли традиционных энергоносителей переход к их альтернативным аналогам и, как следствие, снижение поступлений от экспорта рассматриваются в качестве угрозы экономическому развитию страны. Впрочем, общемировая тенденция перехода к парадигме декарбонизации, повышения эффективности традиционных ресурсов со смещением акцента на возобновляемую энергетику сигнализирует о необходимости принятия решительных мер. Например, после многих лет дистанцирования от задачи по декарбонизации в 2019 году Россия подписала Парижское соглашение. Через два года Президентом Российской Федерации были объявлены цели по достижению нулевого уровня выбросов к 2060 году.

Тем не менее, несмотря на описанные ранее шаги, энергоемкость российского общества остается крайне высокой. Дело в том, что в условиях низких цен на энергию, доступной домохозяйствам и предприятиям, государству и частному сектору не всегда выгодно принимать на себя высокие капитальные затраты, необходимые для строительства станций альтернативной энергетики. По этой причине основу энергетического баланса России составляет ископаемое топливо: 53% общего спроса на первичную энергию удовлетворяется на счет газа, а угольная генерация и топливо на основе нефти обеспечивают по 18%. Оставшуюся часть потребностей в

энергии перекрывают гидроэнергетика и атомная промышленность, тогда как доля ВИЭ в настоящее время составляет около 3,5%.

В последние годы государством обсуждаются цели, в соответствии с которыми уже к 2024 году 4,5% всей электроэнергии будет вырабатываться из возобновляемых источников. В то же время Международное агентство по возобновляемым источникам энергии International Renewable Energy Agency (IRENA) установило, что по состоянию на 2017 год потенциал России достаточен для увеличения прогнозируемой доли ВИЭ до 11,3% общего конечного потребления энергии к 2030 году [29].

В условиях изменения спроса на энергоносители в связи со сдвигом глобальной энергетической парадигмы, характеризующимся преуменьшением роли углеводородов в деятельности предприятий и домохозяйств, слабая адаптация России к новым условиям будет способствовать замедлению экономического развития. Подобный эффект уже частично имел место ранее: например, в 1990-е годы, когда цена на нефть многократно снизилась, или в период экономического кризиса 2008-2009 годов, а также совсем недавно, во время пандемии COVID-19, низкого спроса на энергоносители и, следовательно, недостаточных для оптимального функционирования национальной хозяйственной системы поступлений от экспорта.

В результате частичной переориентации ряда стран – участниц рынка темпы экономического роста России, которые в наиболее благоприятные периоды главенства нефти и газа достигали 7-8% экономического роста в год, в настоящее время ограничиваются 1-3%. Безусловно, такой спад нельзя объяснить падением экспортных поступлений, а природа его заключается, скорее, в системном экономическом кризисе отраслей промышленности, финансовых и технологических санкциях и неблагоприятном инвестиционном климате как внутри страны, так и за ее пределами [30; 31].

В дальнейшем ситуация может лишь усугубиться, в том числе за счет отказа стран-импортеров от сотрудничества с ТЭК России. Создание

пограничных углеродных корректировок в рамках механизма углеродного налогообложения может стать долгосрочным источником нестабильности для экономик, зависящих от ископаемого топлива. Более того, банки и финансовые институты оценивают риски климата и все неохотнее предоставляют финансирование проектам, связанным с ископаемым топливом [32].

Долгосрочные перспективы экспорта российских энергоресурсов оказываются весьма пессимистичными, достигая пика в 2030-х годах и снижаясь после этого. Энергетическая политика, главной целью которой является защита окружающей среды посредством сокращения выбросов токсичных веществ от использования углеводородов, серьезно отразится на экономике России. Характерные для активных экспортеров энергоносителей последствия энергетического перехода обеспечат невиданные вызовы экономической устойчивости.

Таким образом, климатическая политика, направленная на сокращение выбросов парниковых газов от углеводородов, может существенно повлиять на российскую экономику. Для Российской Федерации, как и для других богатых ресурсами и экспортирующих энергию стран, энергетический переход создает новые долгосрочные вызовы, ставя под сомнение устойчивость всей экономики, которая в значительной степени зависит от доходов экспорта углеводородов.

В данном контексте следует выделить множественные последствия от реализации экономической политики, уязвимой к внешним факторам, среди которых изменение конъюнктуры энергетических рынков. Дело в том, что такая политика не только характеризуется преобладанием роли экспорта энергоносителей, но и включает субсидирование мероприятий по разведке и добыче ископаемых видов топлива, строительство инфраструктуры и проведение НИОКР в нефтегазовом и смежных секторах, а также инвестирование в технологии, которые в недалеком будущем могут потерять приоритетное значение. В этой связи далее рассмотрим существующие и

разрабатываемые подходы по осуществлению преобразований электроэнергетики России в рамках глобального энергоперехода.

### **1.3 Анализ существующих и разрабатываемых подходов по осуществлению преобразований электроэнергетики России в рамках глобального энергоперехода**

В результате анализа приоритетных международных инициатив и программ, связанных с энергетическим переходом, были выделены ключевые цели и ценности, которые участники мирового рынка энергоносителей должны преследовать. Помимо устойчивости и экологичности энергия должна отвечать условиям критерия доступности, то есть отпускаться по как можно более невысокой стоимости при сохранении достойного качества, тем самым расширяя круг пользователей, прежде всего среди домохозяйств.

В вопросе достижений России в области энергетического перехода следует отметить, насколько недорого электроэнергия в нашей стране, которая только вступает на путь энергоперехода, в сравнении с ведущими промышленными странами, которыми уже сделаны основательные шаги к будущему электроэнергетики. Прежде всего речь идет о стоимости электрической энергии для прочих потребителей (населения), благодаря которой формируется основной уровень социальной устойчивости, характеризующийся обеспеченностью конечных потребителей в виде домохозяйств, предприятий социальной сферы и бизнеса. Так, указанные группы потребителей сполна обеспечены доступной электроэнергией.

Более того, несмотря на тот факт, что в рейтингах доступности электроэнергии Российская Федерация традиционно занимает одно из ведущих мест, соревнуясь с Канадой и Норвегией, за последние годы положение отечественного потребителя стало еще более завидным: энергетический кризис, в 2021 году поразивший некоторые регионы, в особенности Европу, привел к тому, что в большинстве европейских стран

номинальная стоимость электроэнергии была в несколько раз выше, чем в Российской Федерации. Как следствие, несмотря на более высокие показатели заработной платы, жители той же Германии могли позволить себекратно меньше энергии [33].

Данную характеристику, заключающуюся в способности отечественной электроэнергетики в полной мере удовлетворять потребности общества, следует расценивать в качестве базовой составляющей, необходимой к учету при реализации преобразований отечественной электроэнергетики. Тем не менее при производстве и распределении энергии учитываются не только нужды конечных потребителей, но и потребности технической и технологической инфраструктуры всех секторов электроэнергетики. Прежде всего речь идет о финансовой составляющей капитальных затрат.

Сектор передачи электроэнергии относится к монопольным видам деятельности и, соответственно, на 100% подлежит государственному тарифному регулированию. Капитальные затраты формируются за счет амортизации и платы за технологическое присоединение потребителей электроэнергии. В услуги по передаче электроэнергии для промышленных потребителей включается перекрестное субсидирование, которое уменьшает стоимость передачи электроэнергии для населения.

Капитальные затраты на модернизацию и новое строительство в секторе генерации в ценовых зонах оптового рынка учитываются в плате за мощность, получаемую генерирующими компаниями в составе выручки на оптовом рынке электроэнергии и мощности.

В России процесс модернизации и нового строительства генерирующих мощностей отличается особенностями, связанными со сроком окупаемости инвестиций. При текущей инфляции и ценах на топливо в условиях невысоких конечных цен на электроэнергию период возврата инвестиций перекрывает сроки службы основного технологического оборудования. Как следствие, для развития отрасли необходимо активное содействие государства, которое реализовано путем

введения специального инструмента гарантированного и срочного возврата инвестиций в новые генерирующие объекты через заключение специальных договоров предоставления (купли-продажи / поставки) мощности (далее – ДПМ). Данный инструмент предусматривает гарантированный возврат вложенных в сооружение генерации инвестиций с повышенной доходностью через установление повышенной цены на мощность соответствующих генерирующих объектов. Срок возврата инвестиций соответствует сроку ДПМ и составляет от 15 до 25 лет в зависимости от типа генерации, который не превышает и половины срока износа и окупаемости оборудования для любого типа генерации.

Механизм ДПМ применяется прежде всего в отношении тепловой генерации, объекты которой сложно назвать экологически эффективными. С одной стороны, тепловая генерация является наиболее доступной, поскольку в нашей стране сосредоточены значительные запасы ресурсов: различных видов угля, прежде всего каменного и бурого, и газа, – из-за чего доля ТЭС в общем энергобалансе составляет более 70%. С другой стороны, речь идет о производстве, сопряженном с наиболее вредными выбросами в атмосферу соединений азота и углерода, окислов серы и тяжелых металлов. При этом коэффициент полезного действия паротурбинных ТЭС едва ли дотягивает до 40% для старых станций и 60% – для новых парогазовых установок (далее – ПГУ). Как следствие, доля в 40-60% топлива, применяемого в тепловой генерации, представляет собой выбросы в окружающую среду. Помимо увеличения температуры, от такого объема выбросов в значительной степени страдает биосфера, что с учетом распространенности ТЭС в нашей стране представляет существенную угрозу экологическому благосостоянию территорий России [34].

Нельзя не отметить и другую распространенную технологию производства электроэнергии – гидроэнергетику. Относясь к возобновляемой энергетике, этот способ производства электроэнергии также имеет недостатки. Так, отрицательное экологическое воздействие заключается в

требованиях ГЭС, предъявляемых к зоне строительства, прежде всего территориального характера, для удовлетворения которых приходится перегораживать русла рек и видоизменять местные акватории. Подобные действия крайне негативно отражаются на животных и их способностях к жизни в новых условиях, на приспособление к которым могут уходить десятилетия. Изменение поведения речных обитателей влияет не только на жизнь фауны, но и негативно отражается на локальных биологических цепочках в целом.

Атомная генерация также имеет ряд негативных характеристик. Прежде всего, репутация атомной энергетики в осязаемой степени испорчена авариями (немногочисленными) на АЭС в разных точках мира. Подобные события случаются раз в 20-25 лет. Продолжительность негативного воздействия на окружающую среду, прежде всего в районах аварий, исчисляется десятками лет. Более того, значительные опасения вызывают функциональные особенности работы АЭС, следствием чего являются интенсивные тепловые выбросы. Отдельного внимания заслуживает инвестиционная непривлекательность АЭС. Так, в 2010 году МЭА в рамках отчета «Обновленная оценка капитальных затрат электроэнергетики» подсчитало, что удельные инвестиции в АЭС нового поколения составляют 5339 долл./кВт. Позднее похожие цифры – 6250 долл./кВт – назвали в ПАО «Росатом» при реализации совместного с Египтом проекта по строительству атомной электростанции [35; 36]. С учетом объемных амортизационных отчислений, соответствующих специфике АЭС, себестоимость атомной электроэнергии оказывается выше себестоимости энергии, производимой на ТЭС и ГЭС. Вследствие высокой капиталоемкости строительства и сложностей обеспечения эксплуатации АЭС, а также критических аварийных рисков многие страны исключают данный вид генерации из энергетического баланса.

Выбор вида ВИЭ, а также территориальное размещение объекта генерации целесообразно осуществлять с учетом местных ресурсов – классов

ветра и солнца, доступа к биомассе. Генерация в изолированных электроэнергетических системах в настоящее время представлена в основном дизельной генерацией. Произведенная электроэнергиякратно дороже в Единой электроэнергетической системе России за счет крайне дорогого привозного дизельного топлива. Изношенные генерирующие мощности со временем требуют полной замены. Наиболее целесообразный вариант энергообеспечения – замена дизельной генерации на автономные гибридные электроэнергетические комплексы, представляющие собой ВИЭ в паре с накопителем. Использование такого подхода обеспечит возможность экспериментального развития отдельных элементов гибридных энергосистем, включая развитие относительно новых видов геотермальных энергоустановок.

Приведенный анализ подчеркивает необходимость дальнейшей реализации преобразований электроэнергетики Российской Федерации, в том числе в рамках глобального энергетического перехода, стремления участников которого активно поддерживаются отечественными компаниями и органами власти. Так, еще в 2016 году российской стороной было подписано Парижское соглашение по климату. Приняв его ключевые положения, в 2020 году Президент Российской Федерации подписал Указ о сокращении выбросов парниковых газов [37]. Новое направление энергетической политики было отражено в последней версии Энергетической стратегии Российской Федерации, намеченной к реализации на период до 2035 года [38]. В документе отражены намерения по дальнейшей диверсификации энергетического баланса государства с увеличением доли энергии из низкоуглеродных и более экологичных источников электроэнергии [39].

С целью следования новому вектору энергетической политики российскими компаниями и регуляторами активно наращиваются компетенции, актуальные для проектирования современных энергетических систем с акцентом на возобновляемую энергетику и современные

технологии, среди которых выделяются инструменты производства зеленого водорода, который потенциально может стать дополнительной статьей экспорта, а также на разработку аккумуляторов и высокоэффективных накопителей энергии.

Отечественная электроэнергетика развивается в соответствии с направлениями государственной политики в области энергетики и регламентируется постановлениями Правительства Российской Федерации и федеральными целевыми программами.

Одним из первых правительственных документов по развитию ВИЭ можно считать «Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года», утвержденные Распоряжением Правительства Российской Федерации от 08.01.2009 № 1-р, в котором на период до 2020 года устанавливались значения целевых показателей объема производства и потребления электрической энергии с использованием возобновляемых источников энергии [40]. В соответствии с данным распоряжением доля ВИЭ в энергобалансе страны к 2020 году должна была составить 4,5%, что с учетом наличия доступных и относительно недорогих запасов углеводородов, высокой стоимости электроэнергии на базе ВИЭ и отсутствия собственных технологий и производственной базы компонентов было крайне амбициозным показателем.

Для достижения таких высоких показателей государством были установлены меры поддержки, применяемые на российских рынках электрической энергии и мощности – как оптовом, так и розничных. В 2013 году на оптовом рынке электроэнергии и мощности была запущена первая программа поддержки возобновляемой энергетики в Российской Федерации – договоры о предоставлении мощности квалифицированных генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии

(ДПМ ВИЭ 1.0). Механизм предполагает, что объемы ввода мощностей ВИЭ, предельные уровни капитальных затрат, уровень локализации оборудования определяются Правительством Российской Федерации на горизонте до 2024 года.

Данный механизм реализуется путем проведения отбора на конкурсной основе инвестиционных проектов, нацеленных на создание объектов генерации на базе ВИЭ. Те проекты, которые соответствуют критериям и отвечают целям, установленным Правительством Российской Федерации, становятся объектами ДПМ ВИЭ. Условия ДПМ ВИЭ определяются исходя из принципов определения цены продажи мощности объектов ВИЭ генерации, утвержденных Постановлением Правительства Российской Федерации от 28.05.2013 № 449 [41]. Цена и структура платежа в рамках таких договоров определяется в порядке, установленном Правительством Российской Федерации [42].

С целью недопущения завышения стоимости строительства генерации возобновляемых источников энергии и чрезмерно негативного влияния механизма поддержки ВИЭ на промышленных потребителей электроэнергии Распоряжением Правительства Российской Федерации от 28.07.2015 № 1472-р [43] были утверждены предельные уровни капитальных и эксплуатационных затрат, они приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Предельные величины капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта, функционирующего на основе ВИЭ

Тип генерации	В рублях									
	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.
ВЭС	110 000	109 890	109 780	109 670	109 561	109 451	109 342	109 232	109 123	85 000
СЭС	114 122	111 839	109 602	107 410	105 262	103 157	101 094	99 072	65 000	65 000
Мини-ГЭС	146 000	146 000	146 000	146 000	146 000	146 000	146 000	146 000	146 000	146 000

Источник: составлено автором по материалам [44].

Для определения уровня ВИЭ в энергобалансе на период до 2024 года были определены целевые показатели объемов вводов энерго мощностей, применяемые к каждому отдельному виду электростанций на основе ВИЭ, которые должны соотноситься с требуемыми нормативами степени локализации, они представлены в таблицах 4 и 5.

Таблица 4 – Целевые показатели величин объемов ввода установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих на основе ВИЭ

В мегаваттах											
Тип генерации	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2023 г.	2024 г.	Всего
ВЭС	51	50	200	400	500	500	500	500	500	214,7	3415,7
СЭС	140	199	250	270	270	270	162,6	162,6	240	238,6	2238
Мини-ГЭС	-	-	20,7	-	49,8	16	24,9	33	23,8	41,8	210
Итого	191	249	470,7	670	819,8	786	687,5	695,6	763,8	495,1	5863,7

Источник: [44].

Срок ДПМ ВИЭ установлен таким образом, чтобы производители оборудования для ВИЭ-генерации, оперирующие на территории Российской Федерации, имели приемлемый для возврата инвестиций горизонт, что формирует необходимый уровень уверенности в окупаемости вложений в российский рынок ВИЭ и позволяет выполнять целевые показатели, учитываемые при создании генерирующих объектов в рамках программы ДПМ ВИЭ.

Более того, такой подход в долгосрочной перспективе способен стимулировать развитие рыночной конкуренции, что может положительным образом сказаться на динамике цен при дальнейшей работе с поставщиками элементов генерирующего оборудования ВИЭ.

Требуемые показатели степени локализации синхронизированы по годам в период с 2020 по 2024 год для каждого отдельного типа объекта генерации на основе ВИЭ и представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Целевые показатели степени локализации объектов генерации на основе ВИЭ  
В процентах

Виды генерирующих объектов	Ввод в эксплуатацию	Целевой показатель степени локализации
Генерирующие объекты, функционирующие на основе энергии ветра	С 2020 г. по 2024 г.	65
Генерирующие объекты, функционирующие на основе фотоэлектрического преобразования энергии солнца	С 2020 г. по 2024 г.	70
Генерирующие объекты установленной мощностью менее 25 МВт, функционирующие на основе энергии вод	С 2020 г. по 2024 г.	65

Источник: [45].

Впрочем, ввиду ранней стадии интеграции ВИЭ в энергетический баланс при принятии решений об инвестициях в проекты по строительству генерирующих объектов ВИЭ заинтересованные стороны вынуждены учитывать множество рисков. В целях их снижения Правительством Российской Федерации было принято постановление от 10.11.2015 № 1210, которое вносит поправки в Правила определения цены на мощность генерирующих объектов, утвержденные Постановлением Правительства Российской Федерации от 28.05.2013 № 449 [46].

Говоря о механизмах поддержки генерации на базе ВИЭ на розничных рынках и в изолированных энергорайонах, нельзя не отметить Постановление Правительства Российской Федерации от 23.01.2015 № 47 [47]. В нем обозначен порядок реализации механизма поддержки ВИЭ, реализуемого на розничных рынках в рамках ценовых и неценовых зон оптового рынка и в территориально изолированных энергорайонах. Данным постановлением определен перечень правил функционирования генерирующих объектов ВИЭ, а также принципы долгосрочного тарифного регулирования их деятельности.

Механизм поддержки реализован за счет приобретения территориальными электросетевыми организациями электроэнергии у присоединенной розничной ВИЭ-генерации по ценам выше рыночных в счет компенсации потерь, которые транслируются всем потребителям услуг по передаче в зоне указанной территориальной сетевой организации. Таким образом повышенная ценовая нагрузка распределяется на конечных потребителей розничных рынков в

границах соответствующего субъекта Российской Федерации. В целях соблюдения баланса интересов розничной ВИЭ-генерации и розничных потребителей электроэнергии тариф для розничной ВИЭ-генерации подлежит государственному регулированию. Федеральной антимонопольной службой России в рамках приказа от 30.09.2015 № 900/15 были утверждены методические указания по определению тарифов и предельных уровней цен на электрическую энергию, производимую на квалифицированных генерирующих объектах ВИЭ-генерации, и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях [48].

В 2020 году в целях совершенствования мер поддержки и повышения сбалансированности интересов поставщиков и потребителей электроэнергии вырабатываемой на базе ВИЭ принято разработанное Минэнерго Постановление Правительства Российской Федерации от 29.08.2020 № 1298 [49], в соответствии с которым в целях совершенствования действующего механизма на розничных рынках осуществляется:

- уточнение правил проведения конкурсных отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в целях включения таких проектов в схемы и программы развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации, в том числе подробная регламентация порядка включения генерирующих объектов, отобранных по результатам соответствующих конкурсов и функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии, в схемы и программы развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации;

- переход от принципа регулирования цен (тарифов) на электрическую энергию, производимую на квалифицированных генерирующих объектах и продаваемую сетевым организациям, к принципу установления предельных максимальных уровней цен (тарифов) на такую электрическую энергию с определением конкретного размера указанных цен (тарифов) по итогам в рамках конкурсных процедур;

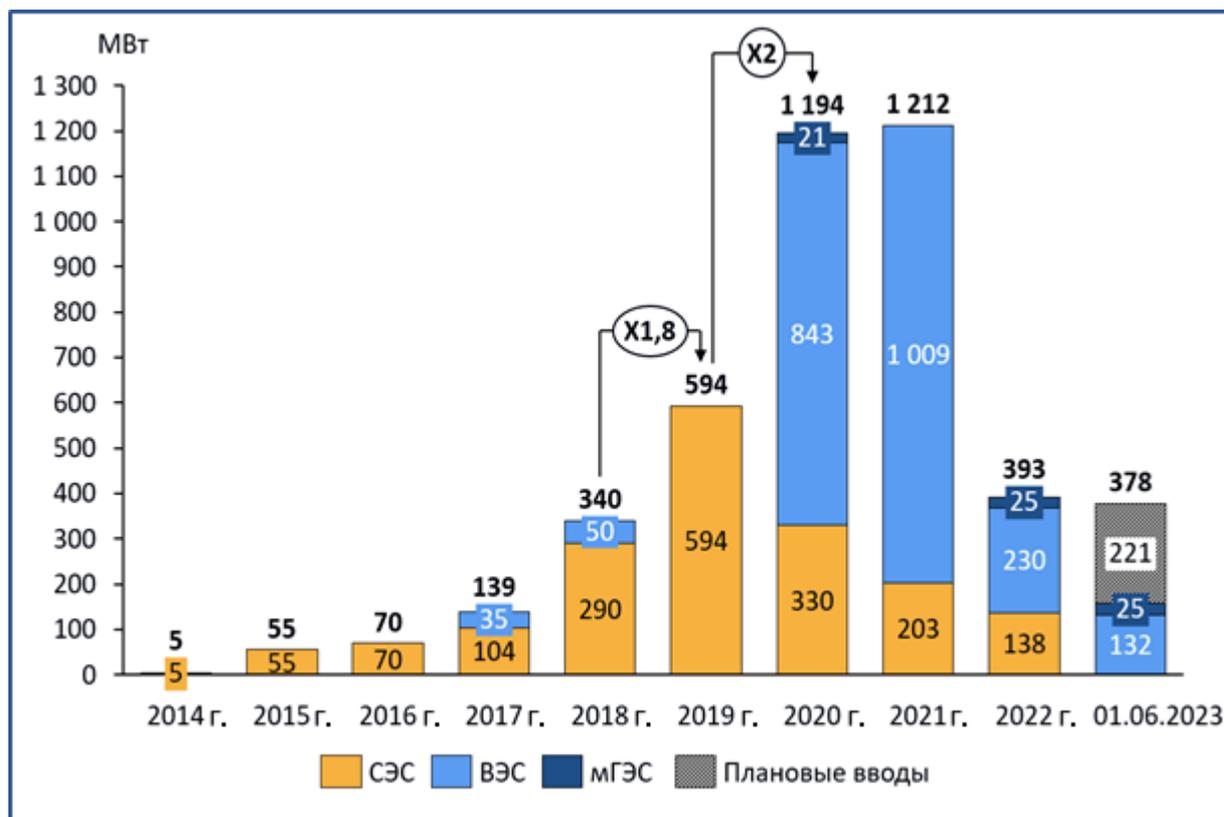
- уточнение правил и процедуры квалификации генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии;

- совершенствование порядка заключения договоров купли-продажи электрической энергии с сетевыми организациями в отношении квалифицированных генерирующих объектов, уточнение условий таких договоров, а также упрощение процедуры определения объемов продажи электрической энергии по таким договорам;

- совершенствование правил ведения реестра выдачи и погашения сертификатов, подтверждающих объем производства электрической энергии на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах.

Реализация предложенных мер позволит повысить инвестиционную привлекательность и эффективность механизма стимулирования производства электрической энергии на основе использования ВИЭ на розничных рынках.

Эффект от внедрения механизмов поддержки и изменения регуляторной базы постоянно оценивается субъектами электроэнергетики, потребителями электроэнергии, отраслевыми регуляторами, профессиональными сообществами. Ассоциация развития возобновляемой энергетики, которая занимается подготовкой ежемесячной оперативной статистики по отечественному рынку возобновляемых источников энергии, установила, что по состоянию на 1 декабря 2022 года совокупная установленная мощность объектов ВИЭ-генерации в России, в том числе с учетом изолированных энергосистем и собственной генерации промышленности, составляет 5,78 ГВт. По состоянию на 1 июня 2023 года в рамках ДПМ ВИЭ 1.0 на оптовом рынке электроэнергии и мощности введены в эксплуатацию 100 объектов ВИЭ-генерации совокупной мощностью 4159 МВт: СЭС – 1788 МВт, ВЭС – 2300 МВт, мини-ГЭС – 71 МВт. Динамику ввода можно проследить на рисунке 7.

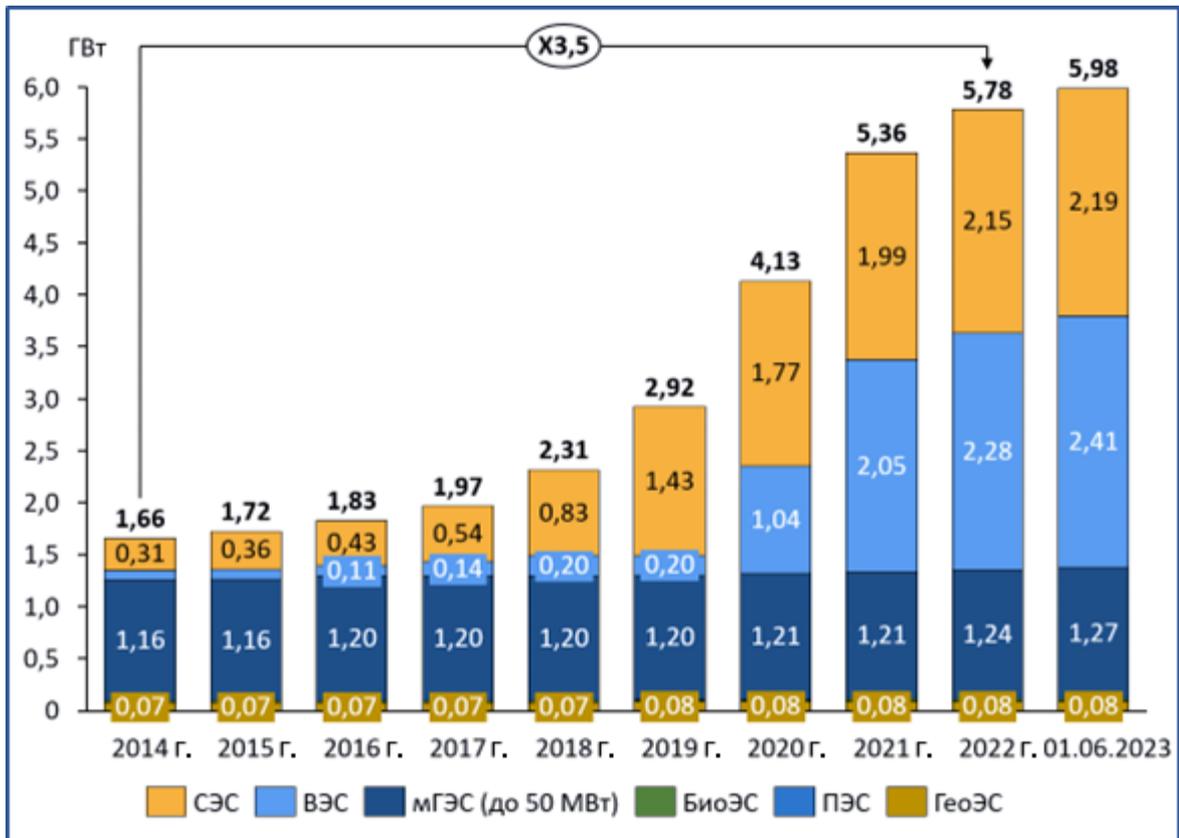


Источник: [50].

Рисунок 7 – Динамика вводов электростанций на основе ВИЭ (ДПМ ВИЭ)

В структуре совокупной установленной мощности ВИЭ-генерации лидируют ветровые и солнечные электростанции – на них приходится по 2,4 и 2,2 ГВт мощности соответственно. Общая мощность малых гидроэлектростанций (до 50 МВт) составляет 1,3 ГВт. Помимо этого, как видно на рисунке 8, эксплуатируются электростанции, функционирующие на основе биомассы, биогаза, свалочного газа, энергии приливов и геотермальной энергии, совокупной мощностью более 100 МВт.

При этом доля установленной мощности ВИЭ-генерации в энергосистеме Российской Федерации по сравнению с итогами 2022 года возросла и на 2024 год находится на уровне 2,4% (ДПМ ВИЭ – 1,6%). Выработка электроэнергии объектами ВИЭ-генерации, построенными в рамках программы ДПМ ВИЭ, по итогам первых пяти месяцев 2023 года составила 3,9 млрд кВт·ч (в 2022 году – 7,7 млрд кВт·ч).



Источник: [50].

Рисунок 8 – Совокупная мощность электростанций на основе ВИЭ

Средний коэффициент использования установленной мощности электростанций: СЭС – 14,7%, ВЭС – 31,1%, малых ГЭС – 42,2%.

Из крупных вводов могут быть отмечены следующие:

- Фонд развития ветроэнергетики в Ростовской области ввел в эксплуатацию Сулинскую, Каменскую и Гуковскую ВЭС мощностью по 98,8 МВт каждая, первую очередь Казачьей ВЭС мощностью 50 МВт;

- Фонд развития ветроэнергетики в Республике Калмыкия ввел в эксплуатацию Целинскую и Салынскую ВЭС мощностью 100 МВт каждая;

- АО «Новавинд» ввело в эксплуатацию Адыгейскую ВЭС в Республике Адыгея мощностью 150 МВт;

- ПАО «Т-Плюс» ввело в эксплуатацию Светлинскую СЭС (СЭС «Сатурн») в Оренбургской области мощностью 30 МВт;

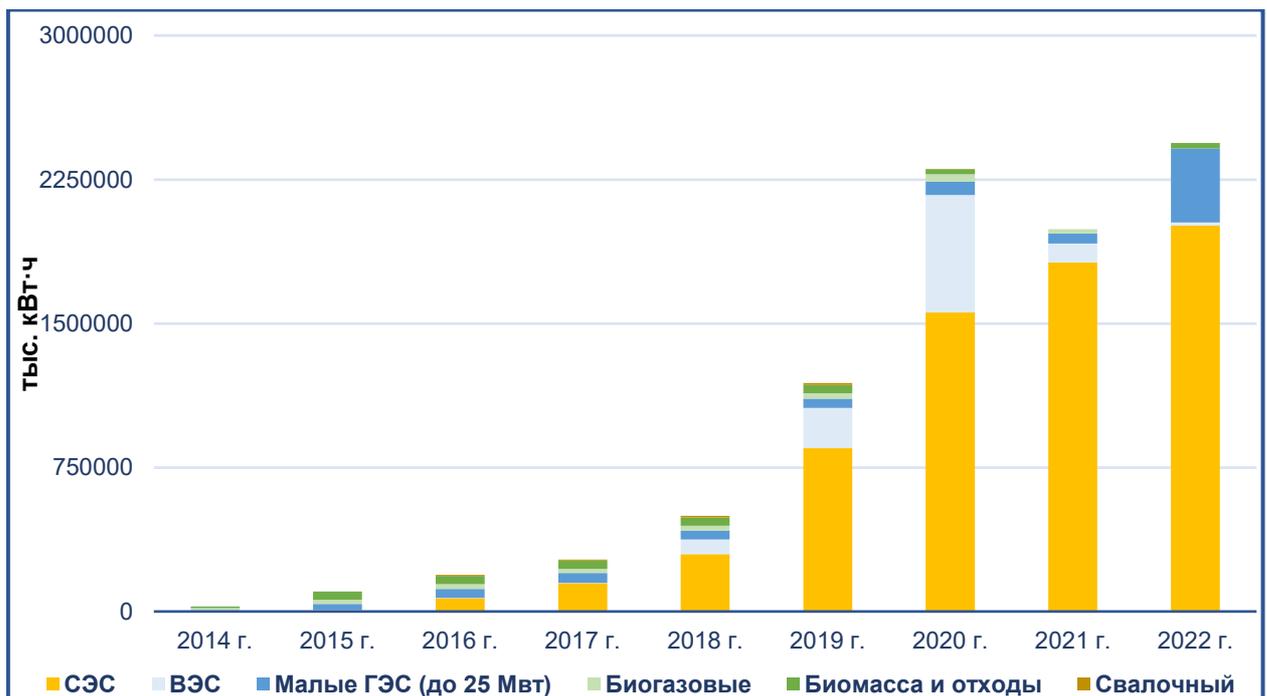
- ООО «Солар Системс» ввело в эксплуатацию Светлую и Лучистую СЭС в Волгоградской области мощностью 25 МВт каждая;

- ООО «Солар Системс» ввело в эксплуатацию Стерлибашевскую СЭС в Республике Башкортостан мощностью 25 МВт;

- ООО «Солар Системс» ввело в эксплуатацию Старомарьевскую СЭС в Ставропольском крае мощностью 25 МВт;

- ГК «Хевел» совместно с ПАО «РусГидро» ввело в Амурской области в опытную эксплуатацию первую в России плавучую СЭС мощностью 54 кВт на площадке Нижне-Бурейской ГЭС.

Регионами – лидерами по объему реализованных проектов в рамках действующего механизма поддержки (ДПМ ВИЭ) являются Астраханская, Оренбургская, Саратовская и Ульяновская области, Республика Алтай, Республика Башкортостан. В результате доля ДПМ ВИЭ в общем объеме выработки электроэнергии на квалифицированных объектах ВИЭ на розничном и оптовом рынках также демонстрирует рост, что видно на рисунке 9.



Источник: составлено автором по материалам [51].

Рисунок 9 – Подтвержденный объем выработки электроэнергии на квалифицированных объектах ВИЭ на розничном и оптовом рынках

Конкурсный отбор проектов поддержки ВИЭ на оптовом рынке электрической энергии и мощности с целью заключения ДПМ ВИЭ проведен в ноябре 2020 года. По результатам было отобрано 10 проектов на

238,1 МВт мощности, из них по ветрогенерации отобрано 192,5 МВт, по малым ГЭС – 45,6 МВт.

Конкуренция, возникшая в результате отбора, оказала значительное влияние на снижение заявленных участниками капитальных затрат, прежде всего по направлению ветрогенерации. По данному направлению снижение от плановой величины капитальных затрат составило 55,3% на 2023 плановый год ввода (фактическая величина капитальных затрат по итогам отбора сложилась на уровне 65 000 руб./кВт·ч при предельных затратах 145 477 руб./кВт·ч) и 42,6% на 2024 плановый год ввода (65 005 руб./кВт·ч при предельных капзатратах на уровне 113 318 руб./кВт·ч). Это показывает эффективность инструмента конкурсного отбора как механизма стимулирования строительства ВИЭ-генерации, обеспечивающего оказание мер поддержки наиболее экономически обоснованным проектам, что также снижает давление на цену мощности на оптовом рынке [52].

Для создания в стране правовых условий развития микрогенерации в 2019 году был принят соответствующий закон, устанавливающий ключевые требования к таким объектам генерации и предоставляющий право их владельцам продавать излишки электроэнергии на розничных рынках [53].

Благодаря сложившейся конкуренции на рынке ВИЭ удалось значительно снизить среднюю величину плановых капитальных затрат по проектам на 1 кВт установленной мощности: например, в солнечной энергетике этот показатель упал на 59,5% по сравнению с 2015 годом, в сфере ветрогенерации за аналогичный период – на 58,2%, что отражено в таблице 6.

Таблица 6 – Средняя величина плановых капитальных затрат по итогам конкурсных отборов проектов ВИЭ

Тип генерации	В тысячах рублей за 1 киловатт							
	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
ВЭС	115,7	111,6	122,8	-	112,5	78,2	49,8	-
СЭС	64,9	-	155,1	136,0	102,9	67,6	64,9	65,0
Мини-ГЭС	-	146,0	174,0	-	163,9	174,5	175,9	193,4

Источник: [54].

В рамках целенаправленной политики стимулирования локализации оборудования ВИЭ объемы производства соответствующих компонентов возросли к 2023 году до 900 МВт в год (со 140 МВт в год в 2012 году), при этом получены оценки о возможности обеспечения роста промышленного потенциала в объеме до 1,4 ГВт производимого оборудования в год, что обеспечит занятость не менее 12 000 человек [55].

Программа стимулирования развития отрасли возобновляемых источников энергии посредством реализации договоров о предоставлении мощности была изначально рассчитана на период до 2024 года, однако ввиду отсутствия паритета стоимости электроэнергии на базе ВИЭ и традиционных источников, а также недостижения окупаемости инвестиционных проектов по производству генерирующего оборудования на базе ВИЭ Правительством Российской Федерации было принято решение о ее продлении. Данная мера позволит сохранить тренд на постепенную интеграцию инструментов генерации на основе ВИЭ в существующую систему электроэнергетики России, в том числе за счет эксплуатации существенных природно-климатических ресурсов, сосредоточенных в разных регионах страны [56].

Продление действия механизма ДПМ ВИЭ является частью следующего этапа национальной программы развития возобновляемой энергетики на период 2025-2035 годов. По предварительным оценкам, дальнейшее развитие механизма позволит обеспечить ввод мощностей ВИЭ-генерации в указанный период общей установленной мощностью порядка 6,7 ГВт.

Правительством Российской Федерации подтверждена готовность к проведению отборов проектов ВИЭ-генерации в 2024 году, а также определен новый порядок их проведения. Речь идет о переходе от практиковавшихся ранее отборов по принципу снижения заявленных затрат инвесторов к отбору по критерию минимизации комплексных показателей эффективности проектов ВИЭ, то есть, по сути, от объемных ограничений – к стоимостным. Способствовать развитию отечественных технологий возобновляемой энергетики призваны новые требования по локализации и экспорту основного

оборудования в рамках проектов по ДПМ ВИЭ. Эти правила позволят объективно оценивать качество продукции соответствующей отрасли и обеспечивать ее стимулирование к выходу на международные рынки сбыта. Предусматривается, что реализация указанных мер позволит начиная с 2036 года отказаться от субсидирования объектов ВИЭ с использованием механизмов оптового рынка электроэнергии и мощности и сделать российскую зеленую энергетику конкурентоспособной на внутреннем и мировых рынках.

В дополнение к ВИЭ значительным потенциалом в рамках альтернативной генерации обладает энергетика на основе водорода. В рамках зарождающейся отрасли уже сформирована дорожная карта, подробные положения которой призваны подтолкнуть участников рынка – как государственных, так и частных – к увеличению темпов производства водорода и расширению области его применения. Долгосрочная цель состоит в использовании этого экологически чистого энергоносителя в качестве одного из направлений экспортного потенциала ТЭК будущего с постепенным расширением его присутствия на мировом рынке. Со временем объем экспорта российского водорода может составить до 20% общего объема торговли водородом, что, по подсчетам Российского энергетического агентства Минэнерго России, будет равно 2-7 млн тонн в 2035 году и 7,9-33,4 млн тонн в 2050 году. Реальные значения будут зависеть от темпов декарбонизации мировой экономики [57].

Стратегические инициативы и ключевые меры по развитию водородной энергетики в России на средне- и долгосрочный периоды определены в разработанной концепции развития отрасли. В частности, документом предусматривается создание в стране научно-технической инфраструктуры – инжиниринговых центров и полигонов, главным направлением деятельности которых станет создание технологий получения, хранения, транспортировки и применения водорода от уровня научных исследований до этапа их коммерциализации.

При этом одной из первостепенных задач должна стать разработка конкурентоспособных технологий производства водорода как из ископаемого сырья, в первую очередь природного газа, так и электролизом воды на базе атомных электростанций и объектов возобновляемой энергетики. Способствовать созданию экспортно ориентированного производства водорода и обеспечению его поставки на внутренний рынок будут региональные кластеры, которые могут быть организованы при активном участии центров инженерно-технологических компетенций.

Наряду с кластерами для формирования локальных рынков планируются: организация производства низкоуглеродного водорода на экспортно ориентированных промышленных предприятиях, использующих такое топливо в процессе производства продукции; создание полигонов производства и апробации использования водорода в качестве накопителя энергии, опытных образцов водородного автомобильного и железнодорожного транспорта, а также заправочных станций для них; реализация пилотных проектов по использованию водорода в жилищно-коммунальном хозяйстве при условии подтверждения их безопасности и экономической эффективности. Не менее важная роль в развитии водородной энергетики проектом концепции отводится формированию необходимых кадровых компетенций и налаживанию международного сотрудничества [58].

В то же время механизмы энергетического перехода и новые инструменты генерации и снабжения должны интегрироваться постепенно. Как следствие, в процессе планирования и строительства базовой инфраструктуры, адаптации социальной сферы (транспортного, жилищного, трудового секторов) и промышленной среды, прежде всего энергоемких объектов, традиционная энергетика на основе нефти, газа и угля продолжит свое развитие, отвечая как внутренним запросам российского общества, так и внешнему спросу на энергоносители.

Таким образом, отмеченные меры, касающиеся формирования структуры национальной энергетики с учетом необходимости поддержания

устойчивого уровня конкурентоспособности и безопасности, будут реализовываться в соответствии с требованиями экологичности и ответственности. С этой целью в отдельных регионах страны совершенствуются показатели тепловой экономичности в процессах генерации, тогда как к отраслевым стандартам все активнее добавляются требования сокращения выбросов метана и иных токсичных веществ в атмосферу – как при транспортировке природного газа, так и при добыче нефти [59].

При таком подходе процесс энергоперехода несет сбалансированное и всестороннее развитие отечественной энергетики, которое эффективно соотносится и с общемировыми целями борьбы с изменениями климата, и с развитием устойчивости в столь фундаментальной отрасли экономики путем повышения уровня компетенций отраслевых специалистов и обеспечения автономности реализации технологической стороны преобразований.

Тем не менее, несмотря на активную поддержку формирующегося направления возобновляемой энергетики, текущее состояние отечественной электроэнергетической отрасли, включающее как концептуальные, так и технологические атрибуты, характеризуется некоторыми барьерами, которые оказывают влияние на конъюнктуру энергетического перехода в России. Анализ специфики ключевых барьеров приводится в следующем параграфе.

#### **1.4 Выявление существующих барьеров, препятствующих глобальному энергопереходу в электроэнергетике России**

Ключевым барьером применения возобновляемой энергетики является необходимость обеспечения надежного и бесперебойного энергоснабжения потребителей независимо от внешних условий, что априори невозможно. Таким образом, для применения ВИЭ-генерации на предприятиях и в домохозяйствах необходимо использование технологий накопления и хранения энергии. Хотя данные технологии сами по себе и не являются источниками энергии, их применение позволяет компенсировать так

называемую негарантированность ВИЭ-генерации, тем самым формируя передовые направления развития для сектора возобновляемой энергетики. Например, в децентрализованных энергосистемах, а также в регионах без доступа к традиционным видам топлива критически важное значение будут иметь накопители электроэнергии, которые смогут значительно повысить степень гибкости производства и потребления электроэнергии при сохранении необходимого уровня надежности электроснабжения.

Несмотря на существенный технологический прогресс в электроэнергетике, хранение электроэнергии в промышленных объемах по-прежнему проблематично с технологической точки зрения и непривлекательно – с финансовой. Вопросы хранения энергии сложно увязать с прогнозами относительно будущего накопителей электроэнергии и мощностей. Согласно последним данным BloombergNEF [60], к концу 2030 года общемировой объем установок по хранению энергии достигнет 358 ГВт / 1028 ГВт·ч, что более чем в 20 раз превышает уровень в 17 ГВт / 34 ГВт·ч, реализованный к концу 2020 года, что отражено на рисунке 10.



Источник: [60].

Рисунок 10 – Совокупный объем установок накопителей энергии на период с 2015 г. по 2020 г. с прогнозом до 2030 г.

Такой рост объясняется тем, что системы хранения электроэнергии предоставляют пользователям многочисленные преимущества:

- доступность сети в любое время. Консолидированная система хранения энергии гарантирует стабильный доступ и может использоваться в качестве запасного источника в случае отключения основной энергосистемы. Накопители способны обеспечить резервное питание во время отключений или перебоев в работе энергосистемы, что позволяет лучше адаптировать производство электроэнергии к потреблению. Кроме того, благодаря разнице между непиковыми и пиковыми часами производство в разные временные интервалы может способствовать снижению и стабилизации цен на рынке электроэнергии;

- значительная экономия энергии. Внедрение гибридных систем производства электроэнергии и аккумуляторных установок является одним из возможных решений проблемы управления и распределения. Суть в том, что в непиковые часы, то есть периоды дня с низким потреблением энергии, излишки, генерируемые ВИЭ, могут быть сохранены для обеспечения энергосистемы необходимой энергией позднее, в моменты высокого спроса. Таким образом, в случае изменения спроса и необходимости в более гибком управлении накопители энергии будут накапливать ее согласуясь с актуальными потребностями сети;

- повышение устойчивости возобновляемых источников. Недостаточно производить экологически чистую энергию – важно делать это наиболее безопасным для окружающей среды способом. В данном контексте можно в положительном ключе отметить механизм накопления энергии, который способствует развитию новых парков ВИЭ и предприятий, способных оперативно реагировать на изменения и потребности окружающей среды. Согласно отчету, опубликованному Global Battery Alliance, аккумуляторы могут позволить сократить выбросы CO<sub>2</sub> в транспортном и энергетическом секторах на 30%, что видится примечательным результатом, учитывая тот факт, что именно на эти два сектора приходится порядка 40% выбросов

парниковых газов. В этой связи следует обозначить, что одной из задач, стоящих перед разработчиками накопителей энергии в глобальном масштабе, выделяется стремление к продлению срока службы батарей и сделать их технологией максимальной устойчивости [61].

Получение описанных преимуществ предполагает активное развитие одного из центральных элементов декарбонизации – технологии аккумуляторного хранения. По мере преодоления барьеров, препятствующих повышению жизнеспособности существующих технологий, развитие технологий обеспечит создание новых рыночных возможностей, что найдет отражение во всех сферах жизни общества. Внедрение технологий накопления энергии на объектах возобновляемой энергетики приведет к повышению эффективности и безопасности системы электроснабжения. Кроме того, новые технологии хранения энергии станут фундаментальными элементами будущих электроэнергетических систем и существенно повысят эффективность каждого звена в цепочке поставок электроэнергии [62].

Несмотря на то, что развитие элементов сохранения электроэнергии и мощности до сих пор сопряжено со значительными трудностями технологического и ресурсного характера, энергетическая политика большинства стран предусматривает активное увеличение количества сценариев использования данной технологии, которая, несомненно, станет решающим фактором в глобальном переходе к устойчивой энергетической системе.

Развитие рынка систем хранения электроэнергии на территории России регламентируется Концепцией развития рынка систем хранения электроэнергии в Российской Федерации [63] с горизонтом реализации до 2025 года. С момента публикации в 2017 году в данном вопросе наметились положительные тенденции, касающиеся совершенствования порядков регулирования рынка систем хранения – как технического характера, так и нормативно-правовой направленности. В соответствии с положениями программы использование систем накопления электроэнергии направлено на

повышение эффективности энергосистемы, которое обеспечивается за счет сдерживания роста цен на электроэнергию и повышения качества электроснабжения конечных потребителей, характеризующееся высокими требованиями к надежности, мобильности и устойчивости электроснабжения.

В свою очередь функции, выполняемые системными накопителями, включают управление графиком потребления электроэнергии, а также регулирование параметров системы, способствующее снижению потерь при генерации и распределении и, как следствие, экономии. Эти функции накопители могут выполнять как в статусе главного источника электроэнергии, так и в моменты аварий на основных объектах генерации в качестве запасного источника. В документах стратегического планирования отрасли системы накопления электроэнергии рассматриваются в том числе в качестве технологии, которая может стать важным звеном научно-технологического потенциала отечественной электроэнергетики в процессе энергетического перехода России к более экологически нейтральным принципам генерации [63].

Тем не менее в настоящее время существуют и иные барьеры, препятствующие развитию рынка накопителей электрической энергии и мощностей. В качестве концептуальных проблем выделяются вопросы, связанные с особенностями применения положений законодательства к системам накопления электроэнергии. Так, процесс накопления и реализации накопленной электроэнергии характеризуется неопределенностью относительно учета расходов, происходящих в рамках операций по покупке электроэнергии, которая используется для создания запасов. Более того, отсутствует понимание механики реализации запасов в том случае, если система накопления принадлежит непосредственно электросетевому предприятию [64].

Кроме того, системы накопления электроэнергии, рассматриваемые в качестве одного из драйверов потенциального энергетического перехода и преобразований электроэнергетики, до сих пор не отражены в программе

государственного стимулирования возобновляемой энергетики посредством применения налоговых льгот и специальных тарифов для субъектов зарождающейся отрасли – производителей, поставщиков и иных участников рынка [54].

Помимо несовершенств нормативно-правового характера, которые значительно снижают инвестиционную привлекательность данной отрасли, субъекты, предпринимающие попытки финансирования разработок и внедрения систем накопления, сталкиваются с проблемой технического регулирования. Так, дополнительная работа требуется в вопросах, связанных с требованиями, предъявляемыми к системам накопления электроэнергии и мощностей при их интеграции в существующие системы генерации [65].

Помимо этого, потенциал применения систем накопления в сценариях режимного и противоаварийного управления требует проработки механизмов регулирования частоты и напряжения, баланс которых необходим при реализации взаимодействия накопителей с объектами основной генерации, сетевой инфраструктурой и каналами конечного потребления. В том случае, если мощности системы накопления будет достаточно для применения в качестве резервного источника питания, важно пересмотреть статус такой установки с возможностью приравнивания к типу независимых резервных источников. При таком сценарии необходима разработка правил и нормативов аттестации системы накопления с последующим введением критериев готовности к выработке электроэнергии.

В свою очередь, вопрос технико-экономического регулирования применения и развития систем накопления электроэнергии требует проработки следующих задач, среди них:

- интеграция систем накопления и ВИЭ-генерации в существующие энергосистемы для более эффективного сглаживания неравномерности выработки электроэнергии;

- сценарии применения накопительных систем для замещения пиковой генерации (системы накопления могут быстро компенсировать нехватку

мощности электроэнергии в сети, в то время как источники на основе ископаемого топлива медленно увеличивают выдачу мощности в сеть);

- снижение стоимости производимой ВИЭ-генерацией электроэнергии и/или мощности на оптовом рынке электроэнергии и мощности за счет стоимости поставляемой в пиковые часы (по самой дорогой цене) электроэнергии из систем накопления и, соответственно, снижения общей стоимостной нагрузки на всех потребителей электроэнергии.

Описанные факторы создают дополнительные ограничения для развития данного направления электроэнергетической отрасли. В частности, следует отметить неопределенность правового статуса систем накопления и их владельцев, что приводит к ограничениям при получении статуса субъекта оптового рынка и работе на оптовом рынке в целом [66].

Перечисленные факторы делают интеграцию систем накопления энергии в рынок проблематичной, однако последовательная работа по устранению регуляторных барьеров способна улучшить инвестиционную привлекательность отрасли и расширить спектр возможностей применения систем накопления. Отсутствие в законодательстве механизмов финансового стимулирования развития отечественного рынка накопителей также выступает сдерживающим фактором.

Системы накопления электроэнергии на текущий момент являются единственной технологией, способной обеспечить самостоятельность предотвращения антропогенного воздействия на окружающую среду. По этой причине вопрос проработки регуляторной базы функционирования систем накопления имеет фундаментальное значение именно на начальном этапе развития.

Увеличение численности объектов генерации, основу которых составляют возобновляемые источники энергии, а также возрастающее внимание к водородной энергетике и иным направлениям, альтернативным традиционным способам генерации оказывают определяющее влияние на дальнейшее развитие отечественной

электроэнергетики и топливно-энергетического комплекса в целом. В этой связи ключевой задачей систем накопления энергии, характеризующихся высокими универсальностью и потенциалом, является поддержка трансформационных процессов в электроэнергетике. Применение накопителей энергии в промышленных масштабах поможет масштабировать эффект от интеграции ВИЭ, в том числе за счет повышения стабильности и предсказуемости моделей генерации и снабжения [67].

Одной из приоритетных областей применения технологий накопления электроэнергии и мощностей является отрасль энергоемкой промышленности. Как уже было упомянуто ранее, наибольшие риски в контексте использования альтернативных источников генерации представлены именно в промышленной среде, даже незначительные риски в работе предприятий которой могут в существенной мере влиять на устойчивость хозяйственной деятельности отдельного региона и государства в целом. В этой связи элементы накопления, обеспечивающие дополнительное питание электроэнергией – в статусе как атрибута системы когенерации, так и запасного источника, – могут иметь ключевое значение в процессе перехода от имеющихся установок генерации к инструментам производства электроэнергии от возобновляемых и альтернативных источников.

Следует заметить, что хотя до полномасштабной интеграции инструментов накопления электроэнергии на всех уровнях генерации в существующей системе электроэнергетики еще далеко, в том числе из-за описанных барьеров, вопрос стимулирования инвестиций в данную область актуален именно сейчас, на ранней стадии развития самой технологии, первоначальном этапе осуществления энергетического перехода и продолжающегося совершенствования национальной электроэнергетической среды. Изложенное позволяет сделать вывод о необходимости и важности дальнейшего совершенствования механизма функционирования систем накопления электроэнергии.

Подводя итог в вопросе выявления существующих барьеров, препятствующих глобальному энергопереходу в электроэнергетике России, необходимо отметить следующее.

Существенно более низкие темпы роста цен на электроэнергию по сравнению со среднемировыми приводят к крайне низким уровням окупаемости инвестиционных проектов по сооружению объектов возобновляемой энергетики. Без применения механизмов поддержки или механизмов, обеспечивающих гарантированную доходность, такие проекты оказываются невостребованными.

Более того, медленные темпы внедрения механизмов углеродного налогового регулирования в России и мире дополнительно сдерживают темпы роста цен на электроэнергию. В связи с этим очевиден вывод, что основным барьером внедрения низкоуглеродных технологий являются внутренние преимущества экономики Российской Федерации, нацеленной на поддержание и сохранение конкурентоспособности отечественной промышленности.

В качестве технических и технологических барьеров имплементации ВИЭ в единой энергосистеме (далее – ЕЭС) следует выделить отсутствие необходимого количества объектов электросетевого комплекса. Так, при определении мест размещения объектов ВИЭ помимо наиболее благоприятных с точки зрения выработки энергии необходимо параллельно определять оптимальные места выдачи производимой электроэнергии в сеть, зачастую вблизи недозагруженных линий и подстанций. Кроме того, значительные ограничения на массовое применение нетрадиционной низкоуглеродной генерации накладывают и установленные правила проектирования энергосистемы, требующие полного резервирования объектов с негарантированной выработкой традиционными источниками электроэнергии, что в регионах с избытком генерирующих мощностей не будет проблемой, но не позволит обеспечивать покрытие прогнозируемых дефицитов активной электрической мощности только объектами ВИЭ. По

сути, перспективное развитие энергосистемы России только за счет ВИЭ-генерации на текущем уровне развития низкоуглеродных технологий недоступно.

Отдельно следует выделить и экологический аспект низкоуглеродной генерации. Несмотря на то что производство электроэнергии с использованием возобновляемых источников энергии не создает углеродного следа, производство и утилизация оборудования для объектов ВИЭ-генерации зачастую еще менее экологичны, чем в традиционных видах генерации, поскольку используемые в производстве лопастей ВЭС композитные материалы и смолы, а также активные металлы для панелей СЭС без должных условий хранения и переработки могут нанести колоссальный урон экосистемам.

#### Выводы к главе 1

В первом параграфе данной главы представлены результаты анализа причин начала и этапов развития четвертого энергетического перехода. Проведен обзор глобальной политики в области климатического регулирования, наиболее вероятных рисков, которые определило для себя мировое сообщество, а также уже принятых решений по стабилизации климатической ситуации. Конкретизировано целевое видение энергоперехода, а также сформулирована структура целей устойчивого развития в энергетике.

Потребность в энергопереходе определяется общемировыми трендами, такими как расширение использования возобновляемых источников энергии, снижение внешней топливной зависимости, уменьшение выбросов парниковых газов при условии необходимости сохранения рационального топливно-энергетического баланса в каждой стране.

Во втором параграфе рассмотрен основной риск для Российской Федерации, создаваемый энергопереходом: проведена оценка экспортного потенциала энергоресурсов Российской Федерации – ключевой

статьи роста ВВП и доходов федерального бюджета. Полученные по итогам первого параграфа выводы о стремлении общества снизить потребление ископаемых энергоресурсов в пользу ВИЭ и формируют основной риск для экономики Российской Федерации. В контексте сформулированного риска рассмотрены основные подходы стран-импортеров к стимулированию снижения внутреннего потребления высокоэмиссионных источников энергии, а также агрегированы результаты проведенных исследований о влиянии снижения потребления ископаемого топлива на доходность от его экспорта.

В третьем параграфе проведен обзор существующих и разрабатываемых подходов по преобразованию отечественной электроэнергетической отрасли в рамках глобального энергоперехода. В частности, проведен анализ причин высокой доступности электроэнергии в Российской Федерации по сравнению с иными мировыми лидерами в сфере повышения доступности энергоснабжения. Кроме того, третий параграф содержит аналитическую информацию о принципах регулирования и инвестирования в российской энергетике, общую информацию об энергетическом балансе энергосистемы, используемых технологиях производства электроэнергии, а также о причинах необходимости внедрения ВИЭ-технологий в стране с одним из наиболее высоких гидроэнергетических потенциалов и колоссальными объемами разведанных запасов ископаемых видов топлива.

В четвертом параграфе выявлены существующие барьеры на пути к энергопереходу в электроэнергетике Российской Федерации. Выявление барьеров потребовало формулирования ключевых недостатков существующих технологий производства энергии из возобновляемых источников, а также конкретизации специфичных для Российской Федерации технологических, нормативно-правовых и экономических ограничений, сдерживающих внедрение таких технологий в энергосистему и, как следствие, препятствующих энергопереходу.

## Глава 2

# Оценка влияния глобального электроэнергетического перехода на устойчивое развитие

### 2.1 Выявление ключевых глобальных тенденций низкоуглеродного развития мировой экономики

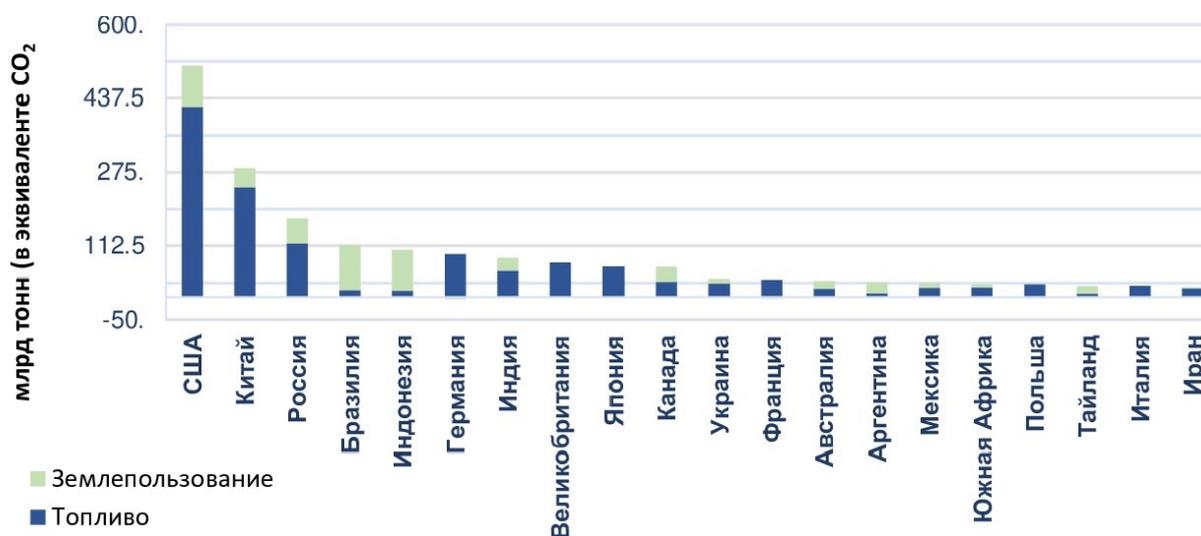
Развитие мировой экономики сопровождается процессами производства и потребления, основу которых составляет использование природных ресурсов способами, оказывающими негативное воздействие на окружающую среду. Достижения социально-экономического характера последних лет привели к ухудшению состояния биосферы планеты. Наиболее наглядным показателем этого для мировой научной общественности выступают индикаторы климатических изменений, свидетельствующие о росте среднегодовой глобальной температуры воздуха. Ключевой вещественной причиной повышения температуры является стабильное увеличение концентрации в атмосфере парниковых газов, генерируемых в результате хозяйственно-производственной деятельности наиболее экономически развитых стран и регионов [68-70].

Вопрос о том, какие страны в большей степени несут ответственность за «растрату углеродного бюджета», несомненно, является ключевым в дебатах о климатической справедливости. В общих чертах, кумулятивные национальные распределения возлагают ответственность за исторические выбросы на современную страну, занимающую территорию, на которой выбросы имело место в прошлом. В таком случае бесчисленные смены территориальной принадлежности, объединения и распады государства усложняют ситуацию.

История национальных выбросов CO<sub>2</sub> неизменно связана с путем развития государства. Так, в первые десятилетия временной шкалы техногенного воздействия в глобальных выбросах CO<sub>2</sub> преобладали факторы активного землепользования и лесного хозяйства. В этот период крупнейшими

источниками выбросов были прежде всего географически обширные страны, вырубающие леса умеренной зоны под сельскохозяйственные угодья и для топлива, такие как США, Китай и Россия. В Америке, например, волна поселенцев распространялась по континенту с востока на запад, по мере продвижения расчищая землю для сельского хозяйства. В то же время несколько европейских стран, которые до 1850 года также в основном расчищали свои земли под фермерские хозяйства, в том числе Великобритания, Германия и Франция, начали лидировать в общеисторическом рейтинге загрязняющих стран, поскольку являлись лидерами по темпам индустриализации, основу которой составлял уголь [71; 72].

Хотя в последние десятилетия названные страны значительно сократили свои выбросы, сегодня они остаются одними из самых главных «виновников» потепления. В то же время США с 1850 года являются абсолютным лидером по суммарным выбросам CO<sub>2</sub>: их развитие сперва характеризовалось преобладанием в промышленности угля, а затем сопровождалось активным распространением автомобилей. Так, с 1850 года и до конца 2021 года США выбросили в атмосферу более 509 Гт CO<sub>2</sub>, что составляет 20,3% общемирового объема выбросов и связано с потеплением на 0,2°С [73]. Данный вклад продемонстрирован на рисунке 11.



Источник: [74].

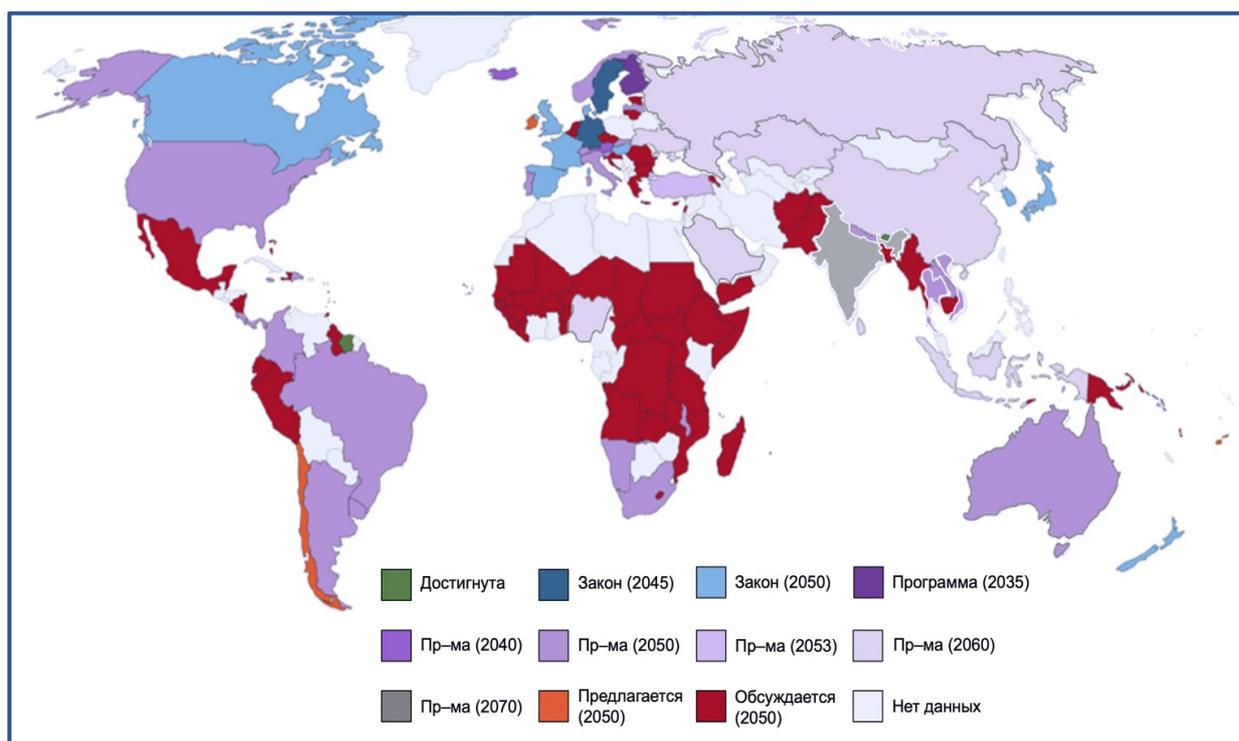
Рисунок 11 – Страны с наибольшим накопленным объемом выбросов парниковых газов за период с 1850 г. по 2021 г.

На втором месте находится Китай с 11,4% накопленных на сегодняшний день выбросов CO<sub>2</sub>, что привело к потеплению примерно на 0,1 °С. Хотя Китай традиционно имеет высокие показатели выбросов, связанные с землепользованием, его стремительный экономический бум, сопряженный с промышленным применением угля, является основной причиной нынешнего положения. С 2000 года объем выбросов CO<sub>2</sub> в Китае вырос более чем в 3 раза, КНР обогнала США и стала крупнейшим в мире годовым эмитентом, на долю которого приходится около четверти текущего годового объема выбросов [75].

Россия занимает третье место с 6,9% общего объема глобальных выбросов CO<sub>2</sub>; за ней следуют Бразилия (4,5%) и Индонезия (4,1%). Эти две страны, несмотря на относительно низкие показатели использования ископаемого топлива, попали в первую десятку в основном из-за выбросов от вырубки лесов: в конце XIX века и начале XX века тропические леса Бразилии и Индонезии вырубались поселенцами, выращивающими каучук, табак и другие товарные культуры. Германия, занимающая шестое место с 3,5% кумулятивных выбросов вследствие своей энергетической промышленности, зависящей от угля, иллюстрирует, как земельные сектора некоторых стран стали кумулятивными поглотителями CO<sub>2</sub>, а не источниками, поскольку деревья вернулись на ранее обезлесенные территории.

К 2020 году среднемировая концентрация CO<sub>2</sub> в атмосфере достигла показателя 415 ppm (parts per million – частей на миллион), что значительно выше доиндустриального уровня, составлявшего в 1850 году 285 ppm. В результате такого увеличения средняя глобальная температура поверхности Земли за период 1850-2020 годов выросла примерно на 1,2 °С. Поскольку CO<sub>2</sub> в атмосфере продолжает стимулировать парниковый эффект, Земля естественным образом стремится к дальнейшему потеплению. В этой связи цель углеродной нейтральности к 2050 году – ограничить повышение температуры к 2100 году до 1,5-2,0 °С относительно доиндустриального уровня [76].

Неудивительно, что одной из наиболее важных тем международного диалога является углеродная нейтральность. Данное понятие означает состояние, характеризующееся нулевым уровнем выбросов углекислого газа  $\text{CO}_2$ , которое может быть достигнуто путем уравнивания выбросов газа с его устранением. По состоянию на февраль 2022 года достичь углеродного нейтралитета к 2050 году или 2060 году обязались 124 страны: этот показатель – результат ежегодных конференций стран – участниц ООН, в частности Киотской (1997 год), Боннской (2001 год), Балийской (2007 год) и Парижской (2015 год), на которых стороны постепенно принимали все более конкретные обязательства по сокращению выбросов [77]. На рисунке 12 показаны цели стран мира по достижению углеродной нейтральности.



Источник: [78].

Рисунок 12 – Цели по достижению углеродной нейтральности поставлены странами, в сумме производящими 87% мировых выбросов

Для реализации столь амбициозной цели необходимы активные усилия всех стран, ведь изменение климата может угрожать самому существованию человека на Земле. Потепление, наблюдавшееся в прошлом, уже нанесло ущерб среде обитания в гигантских масштабах, следствием чего выступают

явления вроде засухи, наводнений, лесных пожаров, вымирания видов, потери биоразнообразия, закисления океана, отступления ледников, таяния арктических и антарктических льдов, повышения уровня моря и т.д.

В данном контексте следует выделить повышение уровня мирового океана. Данная проблема вызывает особые опасения, поскольку уже в этом столетии может угрожать более 100 млн человек и гораздо большему числу людей в более отдаленной перспективе. За всю историю Земли уровень моря изменялся примерно на 200 м, в то время как температура изменялась примерно на  $10^{\circ}\text{C}$ , то есть чувствительность составляет 20 м на  $1^{\circ}\text{C}$ . В период эоцена, около 40 млн лет назад, температура поверхности Земли была примерно на  $3,5^{\circ}\text{C}$  теплее, чем сейчас, а уровень моря был примерно на 75 м выше современного уровня; во время максимума последних ледников около 20 000 лет назад, когда температура была примерно на  $6^{\circ}\text{C}$  ниже, уровень моря был примерно на 125 м ниже. Хотя температура поверхности Земли повысилась на  $1,2^{\circ}\text{C}$  с доиндустриального периода, уровень моря поднялся на 0,24 м, а прогнозируемое повышение к 2100 году находится в диапазоне 0,3-1,5 м в зависимости от сценария выбросов от использования ископаемого топлива [79; 80].

Единственным способом остановить постепенное и долгосрочное повышение уровня моря является снижение содержания  $\text{CO}_2$  в атмосфере до уровня, близкого к доиндустриальному, что потребует бóльших усилий, чем достижение углеродной нейтральности, то есть обществу следует не только сбалансировать выбросы углерода с результатами его поглощения, возможными благодаря использованию в экосистемах поглотителей углерода, но и добиться того, чтобы поглощения превышали выбросы. Тем не менее на текущем этапе развития технологий углеродный нейтралитет, судя по всему, является единственным шансом человечества в сохранении своей жизненной среды.

За короткий промежуток времени с 1850 года человечество исчерпало почти половину запасов ископаемого топлива, на формирование которых

ушли сотни миллионов лет истории Земли, тогда как при нынешних темпах эксплуатации нефти и природного газа может хватить лишь на 40-80 лет, а угля – примерно на 100 лет. Очевидно, что нынешняя модель потребления ископаемых видов энергии не является устойчивой. В этой связи справедливо предполагать, что окончательным решением потенциального энергетического кризиса может стать углеродная нейтральность.

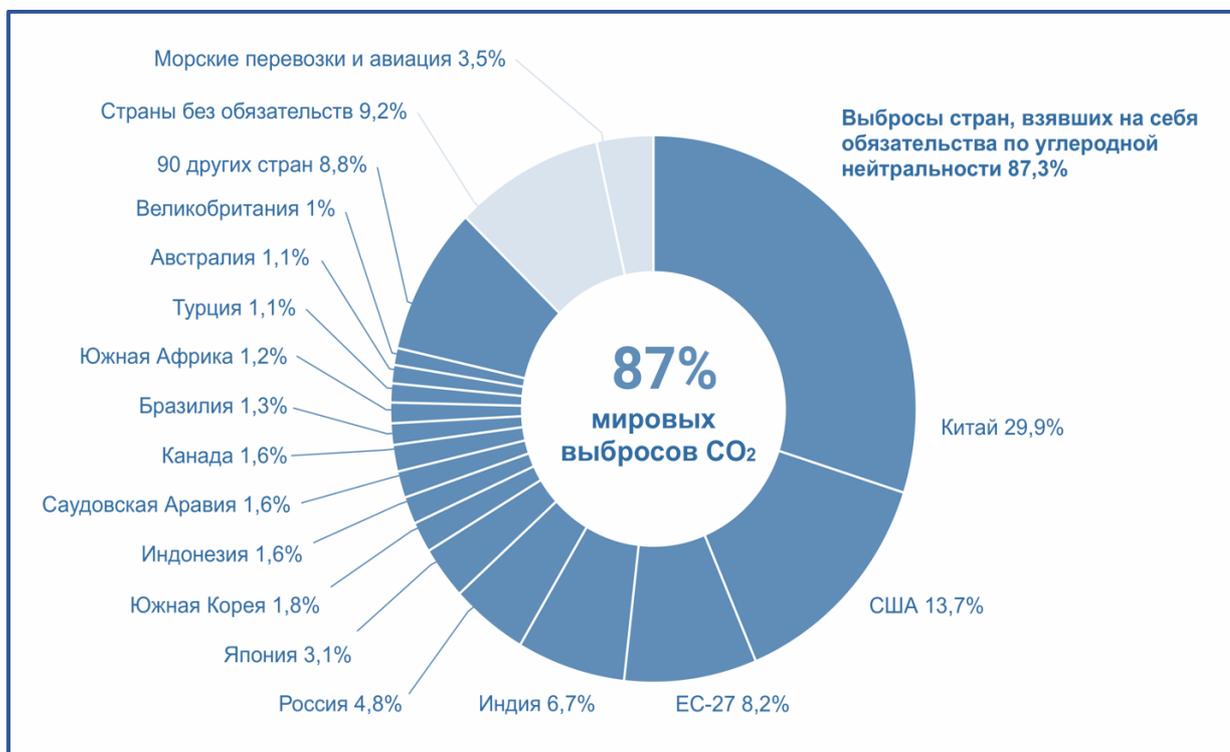
Чтобы достичь углеродной нейтральности, обществу прежде всего необходимо сократить выбросы углерода как можно большим количеством способов, включая:

- замену ископаемого топлива безуглеродными возобновляемыми источниками энергии, ядерной и гидроэнергией;
- промышленное улавливание, удаление, хранение и утилизацию CO<sub>2</sub>;
- повторное использование твердых отходов;
- сокращение потребления энергии и повышение эффективности ее использования [81].

По мере развития технологий альтернативные источники энергии в лучшем случае станут такими же дешевыми, как ископаемое топливо, тогда как при реалистичном сценарии их стоимость вскоре может быть снижена до уровня ниже суммы стоимости ископаемого топлива и социальной стоимости углерода. Другими словами, подход, при котором международное сообщество расценит глобальное потепление в качестве серьезной проблемы и установит адекватно высокую цену на углерод, основанную на оценке потенциального ущерба от выбросов углерода для окружающей среды Земли, послужит сильным экономическим стимулом для развития ВИЭ, вследствие чего мировая экономика будет двигаться в направлении к безуглеродному будущему.

К странам, которые идут к углеродной нейтральности, относятся те, чьи обязательства либо выполнены (например, Бутан), либо закреплены в законе, либо зафиксированы в политическом документе, либо находятся в форме декларации/обязательства, либо на стадии предложения/обсуждения. По

состоянию на март 2023 года 131 страна, в той или иной форме заявившая о приверженности мероприятиям по достижению состояния углеродной нейтральности, отвечает за 87% глобальных выбросов, что представлено на рисунке 13.



Источник: [82].

Рисунок 13 – Глобальные выбросы и обязательства по углеродной нейтральности

При этом следует отметить, что страны, закрепившие или уже выполнившие свои обязательства, ответственны только за 3% общемировых выбросов парниковых газов.

Важно уточнить некоторые различия в трактовке понятий нейтральности. Так, некоторые страны стремятся к климатической нейтральности, состояние которой характеризуется нетто-нулевыми выбросами, другие – к углеродной нейтральности, представляющей нетто-нулевой уровень выбросов углерода. Впрочем, в рамках представленной инфографики различие между двумя терминами не учитывается и используется термин углеродной нейтральность для всех видов обязательств.

В то время как первый термин относится ко всем парниковым газам, второй относится исключительно к CO<sub>2</sub> и различными его формам. Следовательно, если страна берет на себя обязательства по климатической нейтральности, они же включают в себя и углеродную нейтральность. Чтобы удержать глобальное потепление ниже 1,5°C, страны мира должны достичь углеродной нейтральности примерно к 2050 году. Обязательства на более поздние сроки недостаточны для достижения представленной цели.

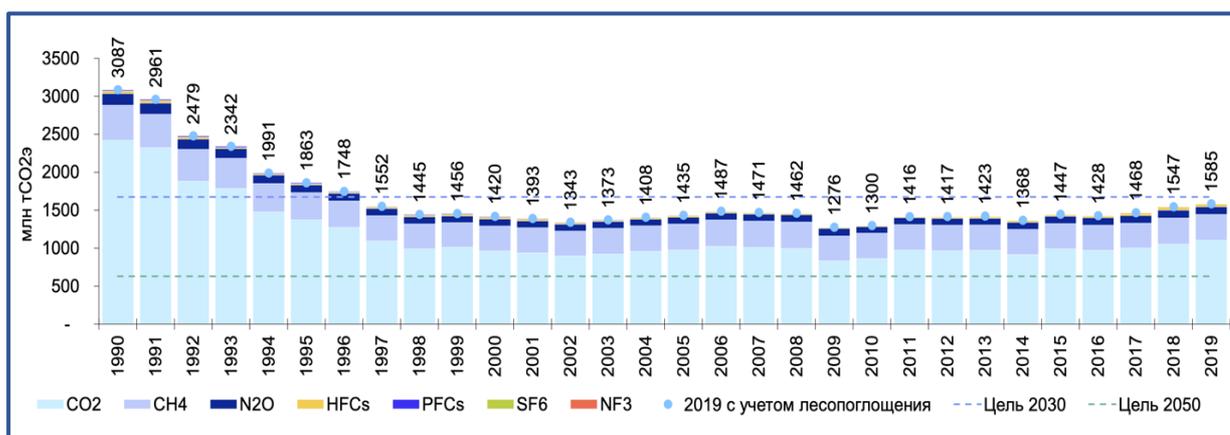
Из стран, на долю которых приходится более 1% глобальных выбросов, только Иран и Мексика не подписали соглашение об углеродной нейтральности. Пятью крупнейшими эмитентами являются следующие страны/группы, на которые в совокупности приходится 63,2% глобальных выбросов CO<sub>2</sub>:

- Китай – 29,9% мировых выбросов CO<sub>2</sub>, срок достижения углеродной нейтральности – 2060 год;
- США – 13,7%, 2050 год;
- ЕС-27 – 8,2%, 2050 год;
- Индия – 6,7%, 2070 год;
- Россия – 4,8%, 2060 год [83].

С учетом сложившейся ситуации Парижское соглашение по климату, принятое в декабре 2015 года, стало очередным действием, направленным на достижения цели Рамочной конвенции. Данное соглашение установило температурную цель, которая заключается в удержании прироста глобальной средней температуры ниже 2°C сверх доиндустриальных уровней (ограничение роста температуры до 1,5°C). При этом документ не предусматривает каких-либо последствий для сторон, в случае если декларируемые цели достигнуты не будут. Таким образом, в правовом смысле сокращение эмиссии не является обязательным для сторон, его ратифицировавших: страны-участницы должны самостоятельно определять свой вклад в достижение целей.

Данное Соглашение подписано Российской Федерацией 22 апреля 2016 года. В свою очередь, Постановлением правительства от 21 сентября

2019 года Соглашение было принято, но не ратифицировано Государственной Думой. В соответствии с данным Соглашением к 2030 году Россия должна достичь уровня выбросов парниковых газов не более 70% от показателя уровня 1990 года. В то же время, согласно оценке Аналитического центра при Правительстве Российской Федерации от 2020 года, уровень выбросов парниковых газов России в 2018 году снизился на 47,6% от уровня 1990 года и составил 52,4% [84]. Более подробно с величиной выбросов парниковых газов в России с 1990 года можно ознакомиться на рисунке 14.



Источник: составлено автором по материалам [85].

Рисунок 14 – Объем выбросов парниковых газов в России с 1990 г. по 2019 г.

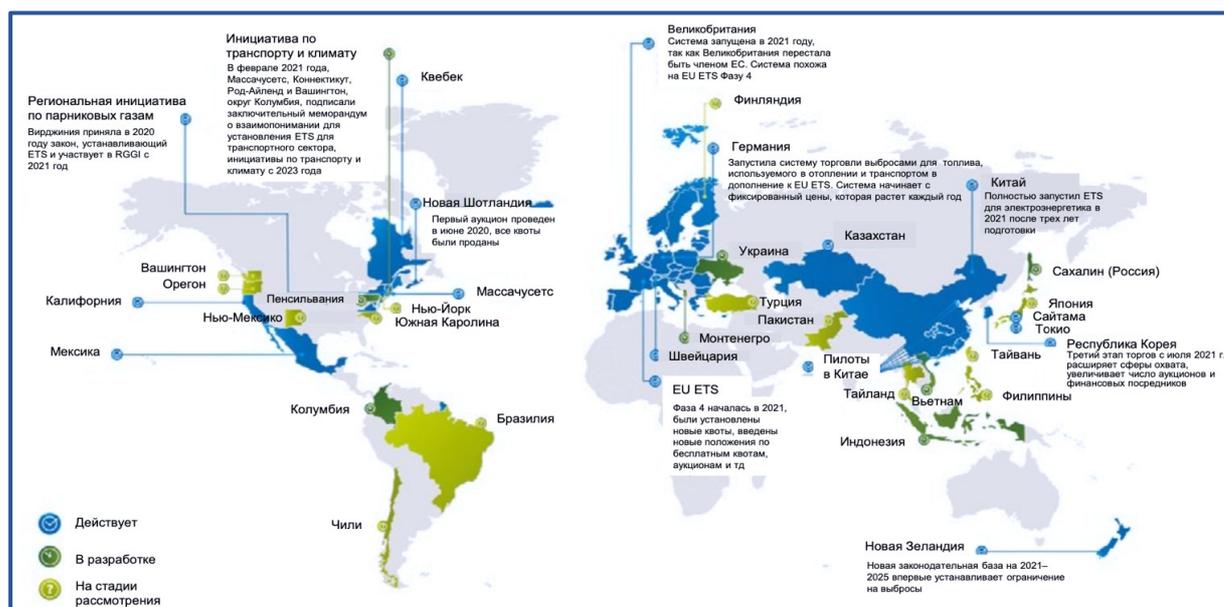
По итогам 26-й Конференции ООН по изменению климата 2021 года в Глазго (COP26) целесообразно говорить о том, что мир находится на пути глубокой декарбонизации, что касается и Российской Федерации. Так, Президент России Владимир Путин в своем публичном видеообращении подтвердил цель достижения страной углеродной нейтральности к 2060 году, а Минэкономразвития России подготовило детальный план по сокращению выбросов к 2050 году относительно уровня 2019 года на 60% [86].

Помимо соображений экологичности важнейшим фискальным стимулом для инвестиций в декарбонизацию остается введение платы за выбросы углерода, для чего в разных странах и регионах мира активно разрабатываются соответствующие механизмы. Так, одним из способов

рыночного воздействия на производителей является принципы квотирования и торговли лимитами на выбросы парниковых газов или CO<sub>2</sub>.

Данный рыночный инструмент сокращения выбросов парниковых газов, представленный системами торговли квотами на выбросы (Emissions Trading System, далее – ETS), работает по принципу «ограничение и торговля»: надзорные органы того или иного государства устанавливают верхний пороговый уровень общего объема выбросов в отношении одного или нескольких секторов экономики. В свою очередь, компании, осуществляющие деятельность в таком секторе, должны иметь разрешение на каждую единицу выбросов, генерируемых при производстве продукции или оказании услуг. При таком подходе реализуется принцип торговли выбросами: разрешения покупаются у государства и компаний, участвующих в системе [87].

Система торговли квотами была запущена в 2005 году в Европейском союзе, а к 2008 году эту практику адаптировали в Швейцарии и Новой Зеландии. В настоящее время в мире функционируют 25 систем торговли выбросами, благодаря деятельности которых за 2022 год было собрано более 160 млрд долл., что на 50% больше аналогичного показателя за 2021 год [88]. Развитие системы торговли квотами на выбросы в мире проиллюстрировано на рисунке 15.



Источник: [78].

Рисунок 15 – Развитие системы торговли квотами на выбросы в разных регионах

Специфика трансграничного углеродного регулирования (далее – ТУР) заключается в следующих особенностях:

- создание специального органа (СВАМ Authority), осуществляющего функции регулирования механизма взимания углеродных платежей и выпуска сертификатов;

- импортеры товаров в страны Европейского союза берут на себя обязательство по покупке сертификата, соответствующего величине платы за выбросы парниковых газов, которую следовало бы заплатить в случае, если бы импортируемые товары производились в соответствии с принципами платы за выбросы парниковых газов в атмосферу;

- цена сертификатов рассчитывается в зависимости от средней аукционной цены на квоты европейской ETS за неделю, выраженной в евро за тонну CO<sub>2</sub>;

- возможность импорта товаров предоставляется лишь тем импортерам, которые авторизованы в системе СВАМ Authority и принимают условия осуществления деятельности по импорту в страны Европейского союза;

- для продления права на импорт товаров производитель-импортер должен каждый год декларировать количество импортированных в предыдущем году товаров и сгенерированных в процессе их производства выбросов;

- система трансграничного углеродного регулирования охватывает как прямые выбросы – те, что выделяются и потребляются непосредственно в процессе производства, включая выбросы от производства тепла и электроэнергии, так и косвенные – например, те, что попадают в атмосферу при потреблении энергоресурсов. Для сложных товаров методика несколько иная: в случае если товар состоит из нескольких комплектующих, его углеродный след аккумулируется в соответствии с объемом потребленных сырья и материалов;

- первостепенная область использования ТУР включает импорт товаров с высоким рейтингом выбросов CO<sub>2</sub> в атмосферу, к которым относятся цемент, черные металлы и сталь, удобрения и алюминий. В дальнейшем произойдет

уточнение данного списка, в который могут добавиться водород, аммиак, расширенный перечень продуктов нефтегазовой и нефтехимической отраслей.

В системе торговли ответственные за выбросы организации (например, предприятия, занимающиеся генерацией электроэнергии или промышленным производством) должны иметь квоты, соответствующие объему их выбросов за определенный период времени. Лимит на общее количество доступных квот устанавливает ограничение на общее количество выбросов. Ответственные организации имеют возможность продавать или приобретать квоты с целью минимизации затрат на соблюдение требований. Торговля квотами устанавливает рыночную цену на выбросы и способствует принятию наименее затратных мер для соблюдения ограничений.

На самом базовом уровне системы определяются квоты на выбросы, в том числе понятие «квота» и принципы измерения ее величины, а также правила, в соответствии с которыми объемы квот будут распределяться между участниками схемы. В рамках широкого перечня параметров возможен спектр различных моделей ETS, которые в настоящее время реализуются во многих странах. Помимо основных требований к торговле большинство схем включают меры, направленные на снижение нагрузки на потребителей от введения цен на выбросы углерода, обеспечение определенности инвестиций в чистые технологии и поддержку энергоэффективности.

Общее определение единицы торговли – квоты – имеет важное значение, особенно в тех случаях, когда схемы связаны между собой. Во всех внедренных или предлагаемых схемах одна квота представляет собой выброс 1 тонны углекислого газа ( $t\text{ CO}_2$ ) или эквивалента углекислого газа ( $t\text{ CO}_2\text{eq}$ ), то есть эквивалентного количества другого парникового газа, который дает такой же эффект потепления на основе коэффициентов пересчета, принятых Рамочной конвенцией ООН об изменении климата.

Ответственные субъекты могут быть как «вверх по течению», например возлагая на поставщиков нефти ответственность за выбросы от их продукции, так и «вниз по течению», например возлагая на автомобилистов ответственность

за выбросы, выделяемые сжигаемым топливом, которое они используют. Обязательства «вниз по течению» обеспечивают явный и незамедлительный ценовой сигнал для стимулирования изменения поведения и при введении ограничений на выбросы позволяют существенно снизить количество эмитентов (как в европейской ETS). Обязательства «вверх по течению», как правило, проще и дешевле в реализации, поскольку в них участвуют гораздо меньше эмитентов выбросов (по сути, крупные промышленные эмитенты) и, соответственно, проще корректно определить объемы обязательств, однако ценовой сигнал в таком случае имеет меньшее стимулирующее воздействие. Впрочем, в рамках одной ETS допускается и совмещение обязательств по восходящему и нисходящему потокам, а также добровольная передача обязательств.

Правила системы могут устанавливаться на короткие или длительные периоды торговли (в изученных схемах представлен опыт введения регуляторных мер с действием от одного года до восьми лет) в зависимости от баланса между определенностью для участников схемы и гибкостью для адаптации к изменяющимся обстоятельствам. Некоторые схемы определяют долгосрочный путь снижения предельного уровня выбросов, в то время как в других схемах предельные уровни для будущих торговых периодов регулярно пересматриваются.

Механизмы ценообразования на выбросы бывают двух видов: модели торговли выбросами (в которых количество выбросов фиксировано, но цена определяется рынком и поэтому является неопределенной) и углеродные налоги (в которых цена фиксирована, но количество сокращений выбросов неопределенно). Гибридные торговые схемы с предельными и минимальными ценами содержат элементы обеих моделей [89].

Теоретически налоги и торговые схемы в целом эквивалентны: соответствующим образом подобранный налог или торговая система должны обеспечивать одинаковое сокращение выбросов при заданной цене. Однако установление такой ценовой эквивалентности предполагает определенность объемов будущих выбросов: если выбросы окажутся выше, чем ожидается,

схема торговли обеспечит более высокие цены и большее сокращение выбросов, чем то, что предполагалось налогом. В то же время если целевые показатели сокращения (или уровни налогов) установлены надлежащим образом, рыночная или налоговая цена должна отражать реальную рыночную стоимость выбрасываемого углерода, которая является мерой стоимости воздействия изменения климата.

Углеродные налоги потенциально проще и легче в администрировании и обеспечивают более четкие долгосрочные инвестиционные сигналы, но их может быть сложнее устанавливать по соответствующей цене. Схемы торговли квотами на выбросы имеют ряд важных практических преимуществ:

- предельная величина выбросов обеспечивает гарантию уровня выбросов и, как следствие, достижение целевых уровней;

- свободное распределение квот обеспечивает механизм для решения проблемы неравного воздействия цен на выбросы в различных секторах (воздействие на распределение) и предоставляет эмитентам актив, который может обеспечить качественную заинтересованности в успехе схемы;

- экологическая цель подвергается меньшим рискам недостижимости в результате политических компромиссов. В налоговой системе политическое давление может привести к освобождению некоторых секторов, в то время как в торговой системе эти сектора, как правило, получают больше бесплатных квот, а не освобождаются от них. Такой порядок может вызвать вопросы распределения, но до тех пор, пока общий предел выбросов остается неизменным, это не наносит существенного ущерба общей экономической или экологической эффективности схемы;

- торговые схемы могут быть политически более достижимыми: как в Европе, так и в других регионах до внедрения торговых схем налоги на выбросы углерода уже предлагались и проваливались;

- международное согласование правил торговых схем будет проще, чем гармонизация налогового законодательства, поскольку налогообложение – это область, в которой жестко охраняется национальный суверенитет [90].

Наиболее важным решением при разработке ETS является характер и уровень ограничений и, как следствие, уровень выбросов, который будет обеспечиваться схемой. Предельные значения могут быть абсолютным объемом выбросов за определенный период времени или относительным, например связанным с уровнем производства или ВВП. Абсолютный предел гарантирует уровень выбросов, который будет достигнут, в то время как относительный предел может позволить увеличить выбросы, если уровень производства или ВВП увеличится.

Еще одним вариантом является схема «базовая линия и кредиты», в которой участникам назначается целевой путь выбросов. Они несут ответственность за выбросы, превышающие этот уровень, но получают кредиты, если величина выбросов оказывается ниже базового уровня [91].

Чтобы ETS функционировала должным образом, предельный уровень для ограничения выбросов должен устанавливаться достаточно жестко, чтобы на квоты был спрос и формировалась более справедливая цена: система, в которой предельный уровень выбросов установлен выше фактического уровня выбросов, будет иметь избыточное предложение квот, что приведет к низкой цене квот и слабому стимулу для сокращения выбросов [92].

В рамках общего лимита также предусматриваются процедуры распределения квот среди участников схемы: квоты могут быть выставлены на аукцион, распределены бесплатно или реализованы смешанным способом. При бесплатном распределении необходимо принять дополнительные решения о том, основывать ли это распределение на исторических выбросах, текущем уровне производства или по какой-либо другой формуле. Необходимо понимать то, как поступать с фирмами, которые входят или выходят из схемы, и следует ли предоставлять кредит за действия, предпринятые до начала действия схемы.

В случае продажи выбросов на аукционе правительство получает поток доходов, который может быть использован, например, для компенсации воздействия схемы на потребителей, предприятия и экономику в целом, а

также для финансирования обязательств по продвижению борьбы с изменением климата в развивающихся странах, причем такие доходы могут быть значительными: моделирование ОЭСР показывает, что при торговле выбросами для выполнения обязательств с полным аукционом по Копенгагенскому соглашению доходы в развитых странах могут составить более 400 млрд долл. [93].

Большинство схем допускают импорт или экспорт квот в другие схемы, например импорт квот механизма чистого развития, полученных в рамках Киотского протокола. Степень связи между внутренней торговой схемой и внешними квотами – вопрос баланса: некоторые схемы разрешают неограниченный импорт как способ снижения затрат для отечественной промышленности, в то время как другие устанавливают ограничения, чтобы стимулировать сокращение выбросов внутри страны.

Тем не менее для того, чтобы выбросами можно было управлять, их необходимо измерять и должным образом регистрировать. Для этого в рамках системы создается реестр, в котором регистрируются квоты участников схемы, а их деятельность регулируется нормативными актами, определяющими процедуры и сроки измерения и отчетности по выбросам. Некоторые схемы требуют независимой проверки кадастров выбросов, в то время как другие полагаются на самоотчеты, подкрепленные аудитом. В любом случае за несоблюдение обязательств по отчетности или сдаче квот обычно предусмотрены серьезные наказания, дабы не подрывалась общая ценность практики углеродного налогообложения производителей.

Положения, обеспечивающие возможность торговли, в изученных схемах существенно различаются. Минимальным требованием является наличие в реестре положений о передаче прав собственности на квоты. Помимо этого, некоторые схемы устанавливают особые условия торговли квотами, пытаясь сдерживать спекуляции или рыночную власть, а также обеспечить большую прозрачность и надзор в ответ на случаи мошенничества. Финансовые и бухгалтерские правила также играют определенную роль в этой области.

Для снижения влияния цен на выбросы на промышленность и потребителей – с точки зрения их неопределенности, роста и потенциального риска волатильности – применяются или планируются к применению различные механизмы. Некоторые из них включают меры по постепенному внедрению торговли выбросами, чтобы облегчить переход для потребителей и компаний, являющихся ответственными лицами. Например, даты начала могут варьироваться между секторами, причем тем секторам, которые нуждаются в большей корректировке, дается больше времени до введения обязательств. Другой переходной мерой является период, в течение которого квоты могут быть куплены у правительства по фиксированной цене, что упрощает реализацию схемы на начальном этапе. Некоторые модели имеют переходный ценовой предел для квот, необходимый для уменьшения неопределенности на ранних стадиях действия новой схемы для ее участников. Наконец, схема может также начинаться с частичных обязательств: например, компании должны иметь только одну квоту на каждые 2 тонны выбросов.

Помимо переходного этапа существуют также меры, которые должны помогать участникам в управлении изменчивостью цен на квоты. В частности, изменения экономических и погодных условий, общий объем компенсационных квот и действия других стран могут влиять на доступность квот и, следовательно, их цену. В этой связи существует практика «хранения» неиспользованных квот для будущих периодов времени, что позволяет перенести текущие излишки и стимулирует сокращение выбросов на ранних этапах, когда возможности смягчения последствий дешевле. В некоторых схемах также допускается ограниченное заимствование квот из ассигнований будущих лет на все те же цели управления краткосрочными колебаниями цен.

Кроме того, в некоторых схемах предлагаются явные предельные или минимальные цены на квоты, которые со временем повышаются. Минимальные цены призваны обеспечить бóльшую определенность для инвесторов при вложениях в низкоуглеродные технологии, гарантируя

минимальную цену, в то время как предельные цены призваны ограничить неопределенность затрат для эмитентов. Предельные цены могут быть жесткими, в случае если правительство гарантирует продажу неограниченного количества разрешений по фиксированной цене, или мягкими, например когда происходит резервирование дополнительного количества разрешений, которое становится доступным при определенной цене. Жесткие предельные цены обеспечивают определенность в отношении цены, но не общего объема выбросов. Мягкие предельные цены позволяют ограничить общий объем выбросов, но не дают полной гарантии по ценам.

Большинство схем также включают положения, направленные на защиту конкурентоспособности отраслей, деятельность предприятий которых сопряжена с выбросами, от конкурентов, которые не сталкиваются с ценообразованием на выбросы. Наиболее распространенной мерой является предоставление этим отраслям большого количества бесплатных квот, покрывающих до 100% ожидаемых выбросов. Некоторые схемы также позволяют в будущем вводить пограничные налоги на импортную продукцию, если конкуренты не сталкиваются с аналогичными углеродными ограничениями. Наконец, во многих схемах часть квот или доходов от аукционов направляется на компенсацию потребителям роста цен на энергоносители (электричество, отопление и транспортное топливо) посредством денежных выплат, снижения налогов или финансирования повышения энергоэффективности домашних хозяйств.

Большинство схем допускают использование компенсаций, в первую очередь для снижения затрат на соблюдение целевых показателей выбросов. При взаимозачете создаются кредиты для сокращения выбросов в секторах или регионах, на которые не распространяется ограничение, использующиеся для компенсации выбросов в регионе, на который ограничение распространяется. Примером такой практики компенсации является действие механизма чистого развития Киотского протокола. При условии, что зачтенные сокращения не произошли бы в любом случае при обычных

условиях, обеспечивается тот же общий уровень сокращения выбросов, только в другом месте и с меньшими затратами. Большинство схем позволяют использовать кредиты механизма чистого развития, а некоторые схемы также устанавливают собственные внутренние схемы кредитования для секторов, не входящих в лимит, в частности для сельского и лесного хозяйств [94].

Как правило, схемы разрабатываются с учетом возможности будущей увязки с другими системами торговли выбросами: для регионов с высокими внутренними затратами на борьбу с выбросами связывание может значительно снизить общую стоимость действий. Увязка также увеличивает размер и ликвидность рынка, что особенно важно для небольших систем.

На базовом уровне любые схемы с сопоставимыми квотами (например, представляющими 1 тонну выбросов) и системой измерения могут быть связаны, вследствие чего обе стороны могут получать выгоду: регион с более высокими внутренними затратами на борьбу с выбросами получает преимущества от возможности поиска более дешевых инструментов противодействия выбросам, тогда как регион с более низкими затратами получает прибыль от продажи квот.

Хотя компании могут получить разрешения бесплатно, данный механизм стимулирования отказа от токсичных выбросов со временем будет использоваться все реже. Так, постепенный отказ от выдачи бесплатных квот на выбросы парниковых газов должен сказаться на росте стоимости права эмиссии, что уже сегодня подтверждает динамика изменения стоимости 1 тонны выбросов CO<sub>2</sub>: за период с 2021 по 2023 год в ETS Европейского союза значение данного показателя увеличилось с 35 до 90 евро. Такой рост обусловлен в том числе работой принципа трансграничного углеродного регулирования, задумывавшегося в качестве механизма защиты европейского бизнеса от экологического демпинга и предотвращения «экспорта углерода» в тех случаях, когда компании, базирующиеся в ЕС, в целях снижения производственных затрат умышленно переносят предприятия в страны с менее жесткой климатической и экологической политикой [95].

Несмотря на тот факт, что глобальная система квотирования и торговли лимитами на выбросы CO<sub>2</sub> 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 [96].

Подводя промежуточный итог, следует отметить, что схемы торговли квотами на выбросы преследуют множество целей. Помимо эффективного внедрения технологий, снижающих выбросы в краткосрочной перспективе, такие системы направлены на стимулирование инвестиций в долгосрочную инфраструктуру с более низким углеродным следом, что особенно актуально для энергетического сектора, где ранние инвестиции в ВИЭ или ядерные мощности могут помочь избежать долгосрочных выбросов от станций, работающих на ископаемом топливе.

Инвесторы оценивают предполагаемые цены на квоты в рамках ETS в течение срока службы конкретного актива: если существует значительная неопределенность относительно будущих условий (вызванная политическими, рыночными или технологическими факторами), рациональный подход может заключаться в отсрочке инвестиций или инвестировании в установки, которые могут быстро окупить свои затраты (например, газовые электростанции комбинированного цикла). В последнее время инвесторы в возобновляемую и ядерную энергетику призывают к повышению определенности политики (и следовательно, определенности цен на квоты), чтобы уровень деловой активности мог сохраняться и расти [97].

Важно учитывать и тот факт, что будущие правительства будут пересматривать существующие целевые показатели и предельные значения с учетом более глубокого понимания климатологии, экономических условий и

международных соглашений. Поскольку некоторые из рисков для устойчивости работы ETS и отрасли энергетики в целом возникают, в частности, в результате выбора государственной политики (особенно в отношении пересмотра целевых показателей, квот на компенсацию и дополнительной политики), правительства должны работать в направлении обеспечения прозрачности ценообразования: уже сегодня ETS некоторых стран стремятся достичь желаемого эффекта путем установления минимальной цены на квоты, хотя ценность предельных и минимальных цен является глубоко спорной темой.

Таким образом, в настоящее время происходит интеграция новой функциональной надстройки в систему мировых экономических отношений, индикатором функционирования будущей версии которой выступает рыночная цена нового товара – выбросов углекислого газа. Основной функцией инновационной системы является экономическая оптимизация процесса декарбонизации, характеризующая балансирование положительного экономического эффекта от снижения объемов выбросов с издержками на реализацию политики декарбонизации.

В следующем параграфе будет проанализированы стратегии поведения участников глобальной системы углеродного регулирования.

## **2.2 Анализ стратегий поведения участников глобальной системы углеродного регулирования**

Описанные тенденции могут привести к кардинальному изменению рыночной конъюнктуры и, как следствие, спроса на энергетические продукты, прежде всего те, что производятся в Российской Федерации и чья доля 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. В рамках настоящего анализа целесообразно представить 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 рамках ETS, функционирующей по принципу ТУР, происходит валоризация выбросов углеводородов, по результатам которой формируется средняя мировая цена 1 тонны CO<sub>2</sub>, в настоящем исследовании обозначаемая как  $P_{global}$ . По состоянию на март 2024 года средняя стоимость 1 тонны CO<sub>2</sub> в европейской ETS составляла порядка 100 евро, тогда как в Великобритании данный показатель составлял порядка 96 евро за тонну [94; 98].

В этой связи для разработки мероприятий, направленных на стимулирование промышленных компаний к трансформации своих стратегий устойчивого развития, в части повышения степени вовлеченности в механизмы углеродного регулирования необходимы выявление и классификация существующих стратегий российских промышленных компаний в системе трансграничного углеродного регулирования.

Для проведения анализа был использован метод кейс-стади, объектами исследования которого выступают крупные энергоемкие промышленные компании России. Исследование базировалось на индуктивном подходе, предполагающем описание реальных явлений и интерпретацию полученных результатов. Выбранный метод кейс-стади позволил не только собрать нужные данные, но и извлечь информацию, свободную от существующих теорий.

Эмпирический анализ кейсов проводился на базе 12 российских промышленных групп, включающих 900 предприятий из 37 отраслей и расположенных в 44 российских регионах. Из общей выборки непосредственно для исследования было отобрано лишь 242 предприятия, которые удовлетворяли ряду критериев: компания является экспортером, публикует на официальном сайте отчетность об устойчивом развитии, выступает участником единой энергосистемы, а ее деятельность является

открытой, то есть не подпадает под профили, информация которых ограничена (например, добыча урана). Также из объектов исследования были исключены нефтедобывающие и нефтеперерабатывающие компании: этот шаг объясняется тем, что на международных рынках спрос на нефть и нефтепродукты неэластичен, а сама отрасль является высокомаржинальной и потому нечувствительной к повышению цен на электроэнергию. Характеристика отобранных компаний представлена в таблице 7.

Таблица 7 – Характеристика групп компаний, вошедших в выборку исследования

Группа компаний	Количество отраслей, в единицах	Количество предприятий, в единицах	Количество регионов присутствия, в единицах	Выручка 2022 г., в миллиардах рублей	Модель поведения
ОК «РУСАЛ»	15	66	10	3,3	Активная (5/5)
ПАО «Сибур Холдинг»	23	75	17	39	Пассивная (1/5)
Холдинг «Севергрупп»	30	121	28	22,5	Ближе к пассивной (2/5)
ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»	13	44	6	0,481	Ближе к активной (4/5)
АК «АЛРОСА»	17	33	8	1,4	Активная (5/5)
ПАО «НЛМК»	12	43	8	95	Ближе к пассивной (2/5)
ПАО «Иркутская нефтяная компания»	-	-	-	-	Пассивная (1/5)
Компания «Интеррос»	33	98	9	243	Ближе к активной (4/5)
АО «Монди СЛПК»	-	-	-	-	Пассивная (1/5)
АО «Русская медная компания»	11	36	6	-	Активная (5/5)
USM Holdings	19	150	12	-	Пассивная (0/5)
ПАО «Группа ЛСР»	28	197	9	138	Пассивная (1/5)
Итого	37	900	44	-	-

Источник: составлено автором по материалам [99].

Исследование было проведено в несколько этапов:

а) на первом этапе определены перечень крупных энергоемких отраслей промышленности на основе методологий Международного энергетического агентства и Минэкономразвития России;

б) на втором этапе определены приоритетные показатели стратегии устойчивого развития, такие как:

1) декларация приверженности принципам устойчивого развития и отражение мероприятий по их следованию в публикуемой отчетной информации;

2) учет мероприятий в направлении «устойчивое развитие» в стратегии компании;

3) наличие в инвестиционных программах мероприятий, обеспечивающих снижение выбросов/повышение экологичности производства/участие в механизмах углеродного регулирования;

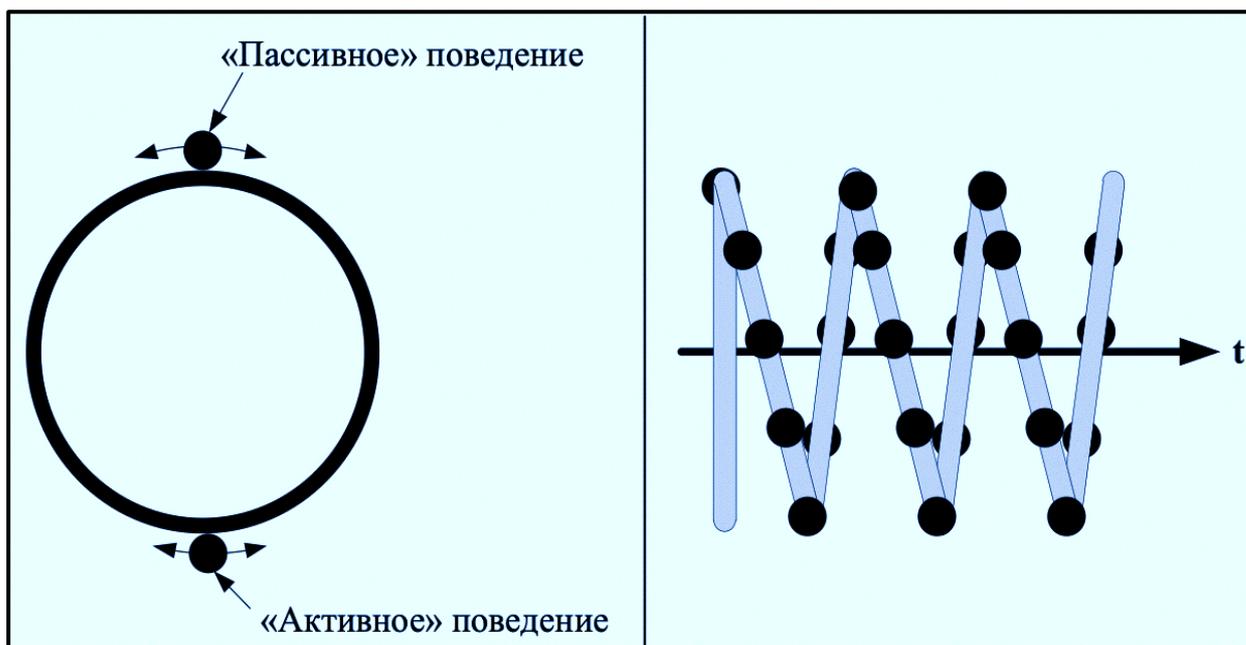
4) факт участия в деятельности общественных организаций, способствующей устойчивому развитию;

5) функционирование системы мониторинга выбросов в атмосферу на предприятиях компании;

в) на третьем этапе проведен анализ соответствия деятельности компаний указанным характеристикам и факта их исполнения.

При этом оценка модели поведения осуществлялась на основе балльной системы, где каждый из показателей, определенных на втором этапе, эквивалентен одному баллу. Таким образом, выполнение рассматриваемой организацией всех вышеуказанных показателей соответствует пяти баллам и модели поведения «Активная», а выполнение одного или менее показателей соответствует модели поведения «Пассивная».

*Результаты исследования.* Представляя текущую систему отношений в статическом виде, модели поведения возможно графически интерпретировать, что и сделано на рисунке 16, в виде окружности, на противоположных сторонах которой находятся рассматриваемые полярные стратегии. Вместе с тем модели поведения участников эволюционируют в зависимости от внешних условий и факторов и более того – могут иметь разнонаправленный характер. Интерпретируя временной фактор в графическом виде, окружность возможно представить в виде спирали.



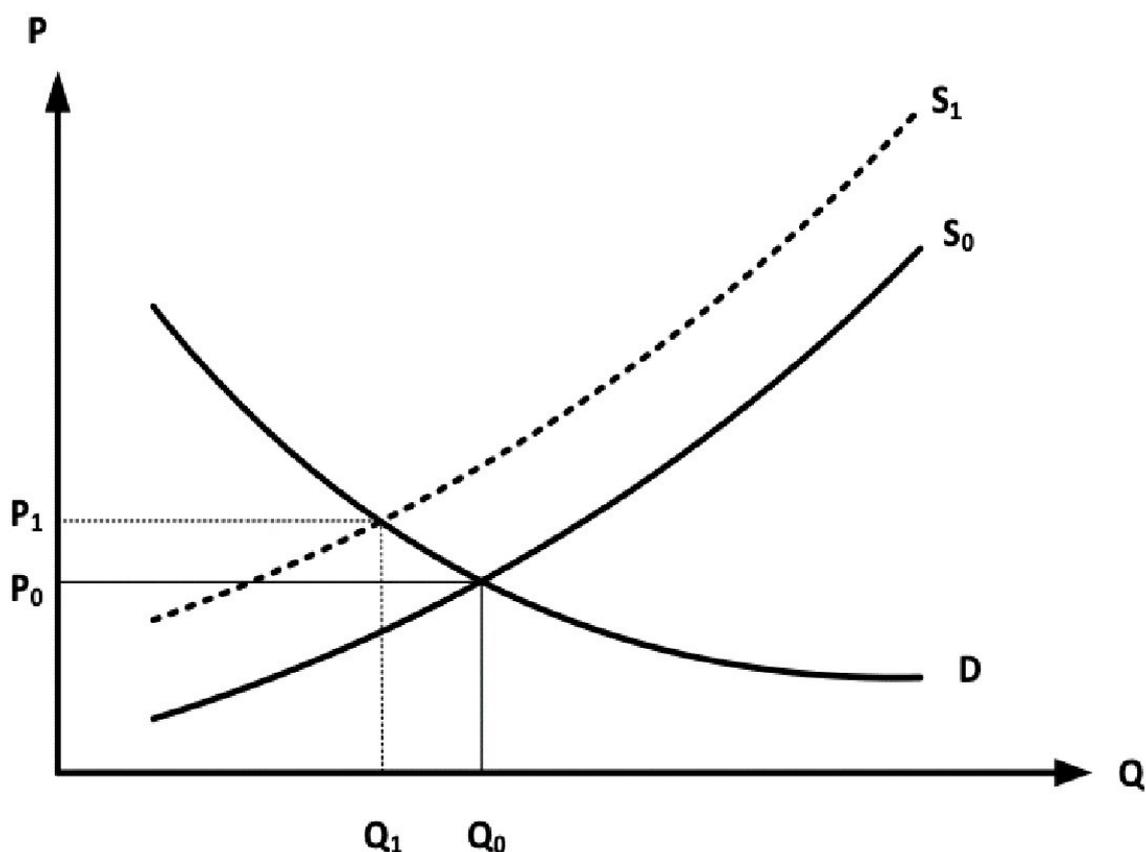
Источник: составлено автором.

Рисунок 16 – Стратегии поведения в системе трансграничного углеродного регулирования и их крайние (граничные) состояния

Исходя из приведенной интерпретации, участники системы трансграничного углеродного регулирования, адаптируясь к внешним условиям, будут занимать одну из полярных или промежуточных стратегий. С учетом представленной классификации стратегий было выявлено, что реализация активной стратегии осуществляется в 18% обследуемых компаний выборки, тогда как пассивной стратегии придерживаются 23% компаний. Оставшаяся часть выборки находится в состоянии выбора или трансформации.

*Пассивная стратегия* предполагает отсутствие национальной системы квотирования и торговли лимитами на выбросы, аналогичной ETS, и, как следствие, отсутствие в России систем трансграничного регулирования. При таком сценарии объемы  $\text{CO}_2$ , овеществленные 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 17: при увеличении цены по причине необходимости уплаты импортером стоимости «трансграничного» углерода, учтенной в импортируемом товаре, с  $P_0$  до  $P_1$  объем спроса снизится – с  $Q_0$  до  $Q_1$ . При этом финансовый ущерб, который понесет экспортер, составит величину  $P_0 \times (Q_0 - Q_1)$ .



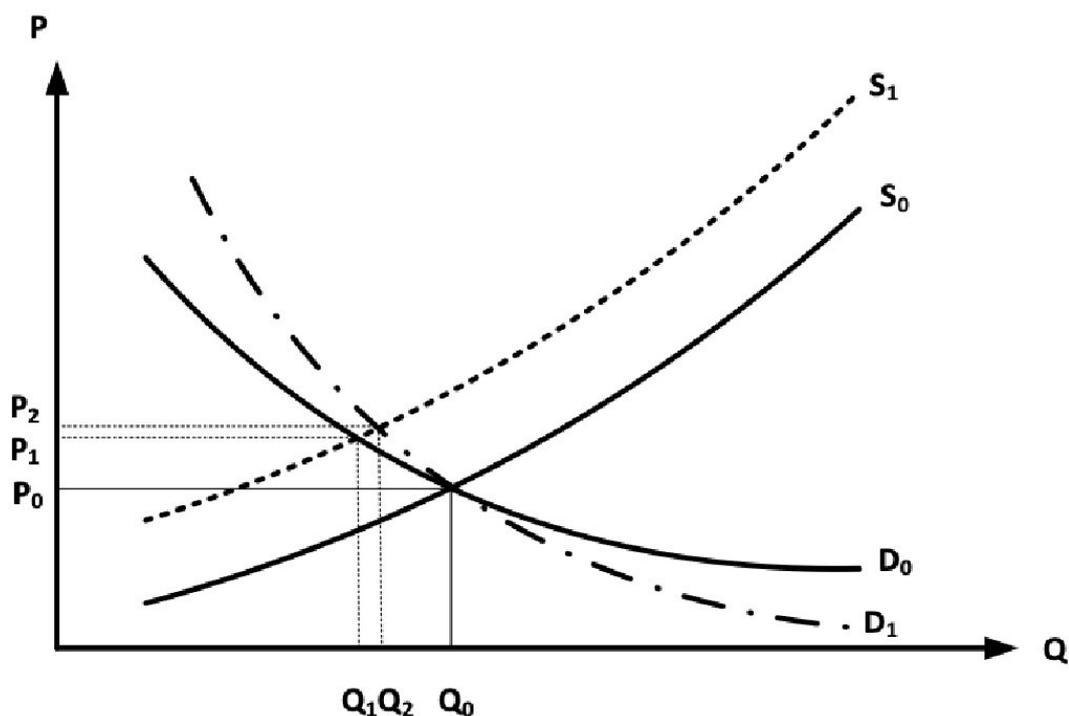
Источник: составлено автором.

Рисунок 17 – Последствие пассивной стратегии для экспорта российских товаров

Среди факторов, которые будут обуславливать величину снижения спроса и объема финансового ущерба для продукции конкретной экспортно ориентированной отрасли, следует выделить следующие:

- объем  $CO_2$ , овеществленный в товаре;
- стоимость  $CO_2$  на рынках ETS для стран-импортеров;
- эластичность спроса на товар по цене.

Изменение эластичности спроса на товар по цене проиллюстрировано рисунком 18.



Источник: составлено автором.

Рисунок 18 – Изменение эластичности спроса на товар по цене

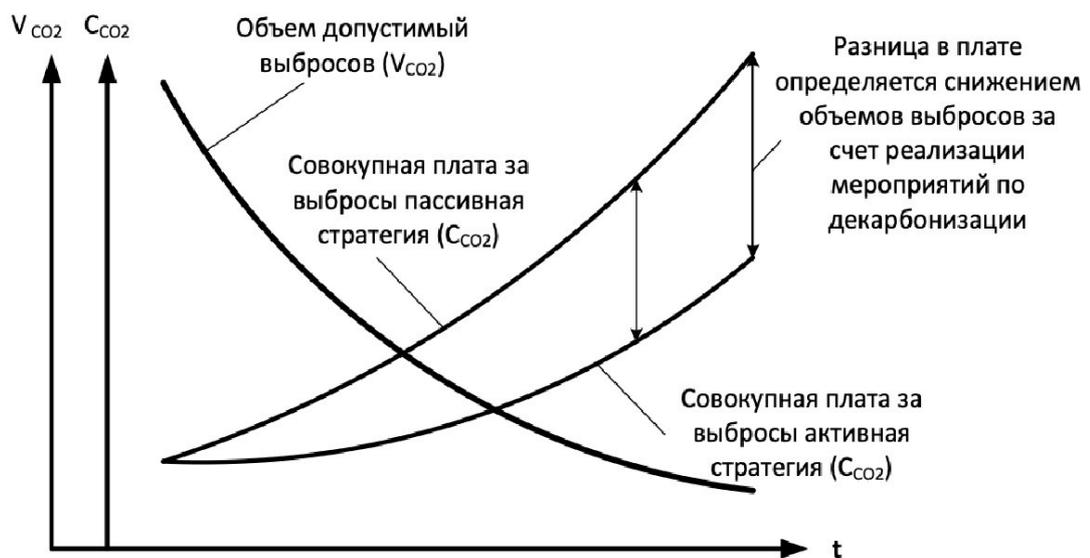
Последний фактор заключается в том, что для экспортеров более чувствительного к изменению цены продукта (кривая спроса  $D_0$ ) снижение спроса в результате сдвига кривой предложения влево (с  $S_0$  до  $S_1$ ) окажется более значительным (с  $Q_0$  до  $Q_1$ ), чем для менее эластичного по цене (кривая 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 существенней, 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 том числе для финансирования мероприятий по декарбонизации экономики Российской Федерации.

*Активная стратегия* предполагает формирование национальной системы квотирования и торговли лимитами на выбросы  $CO_2$ , способной к синхронизации с ETS, функционирующей 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 в 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.

Такой подход приведет к росту издержек производителей, связанных с необходимостью осуществления 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 комплексным, чем при выборе пассивной стратегии. Такой эффект объясняется тем, что кроме факторов снижения спроса на конкретную группу товаров, приведенных ранее, большое влияние будет оказывать эластичность предложения по цене производственных ресурсов, определяющая угол наклона кривой предложения, что отражено на рисунке 19.



Источник: составлено автором.

Рисунок 19 – 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<sub>2</sub> – как в отдельных странах (для дальнейшего анализа обозначим национальную цену переменной  $P_{local}$ ), так и в целом по миру (переменная  $P_{global}$ ).

Рассмотрев особенности активной и пассивной стратегий, прежде всего касающихся намерений России по созданию ETS, аналогичной западным, необходимо определить цену товаров для импортера при выборе того или иного сценария. Для этого цена при выборе пассивной стратегии поведения  $P_{1П}$  и активной стратегии поведения  $P_{1А}$  в системе ТУР будут определяться рядом составляющих, описание которых приведено в таблице 8 для пассивной стратегии и в таблице 9 – для активной.

Таблица 8 – Составляющие цены товаров импортеров при выборе пассивной стратегии поведения  $P_{1П}$

Составляющая	Описание
$P_{1П}$	Начальная цена товара при выборе пассивной стратегии поведения. В данном случае необходимость оплаты углеродного следа не учитывается
$C_{P_{global}}$ $C_{P_{global}} = f(P_{global})$	Прирост цены, связанный с оплатой мировой цены 1 тонны CO <sub>2</sub> 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 9 – Составляющие цены товаров импортеров при выборе активной стратегии поведения  $P_{1A}$

Составляющая	Описание
$P_{1A}$	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 было отмечено, 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 отмечено на рисунке 14, положительно сказывается на скорости снижения допустимых лимитов выбросов.

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 от 21 сентября 2019 года, согласно которым, как уже отмечалось, к 2030 году Россия должна достичь уровня выбросов парниковых газов, равному не более 70% от уровня 1990 года, при том что в 2018 году уровень выбросов парниковых газов из России составил 52,4% от уровня 1990 года [84].

С учетом вышеизложенных особенностей формирования цены на выбросы в России справедливы 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)

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

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 возможности

обеспечить среднюю национальную цену 1 тонны CO<sub>2</sub> ниже среднемировой. 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.

### **2.3 Отраслевая специфика финансирования мероприятий по декарбонизации в России**

Запуск системы квотирования и торговли лимитами на выбросы парниковых газов и механизма формирования рыночной цены CO<sub>2</sub> в России определяет регуляторную развилку, характеризующую различные последствия для промышленных производств, которые представлены двумя сценариями:

- организация 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;

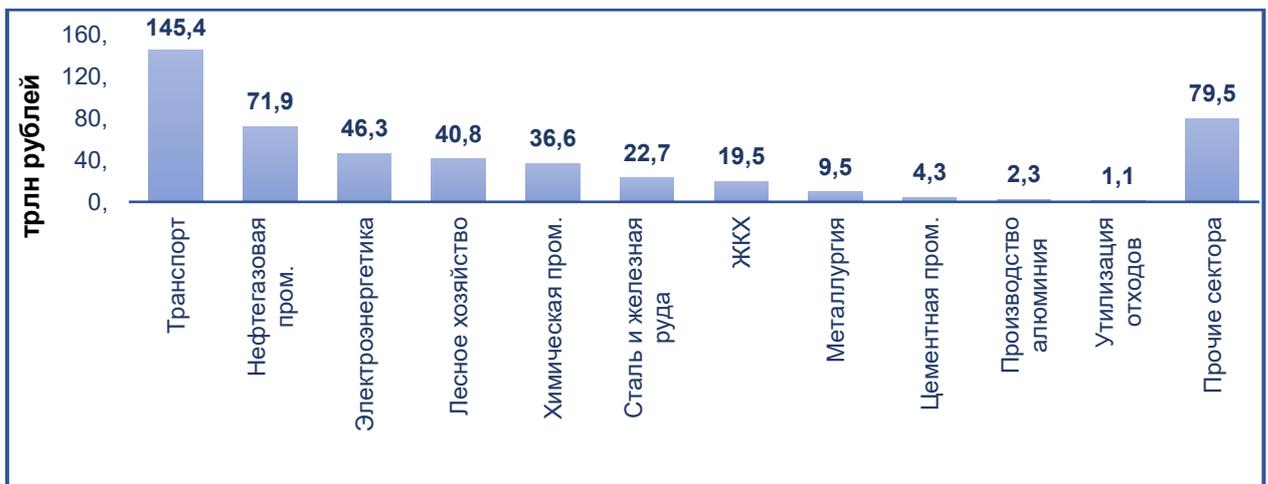
- организация берет на себя издержки, связанные с реализацией мероприятий по снижению объема выбросов ( $C_{decarbon}$ ).

Экономическая целесообразность того или иного варианта зависит от ряда факторов:

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

- величины затрат на декарбонизацию.

В масштабах страны, значительную долю ВВП которой занимает промышленность, последний фактор может оказаться решающим. Так, по оценкам ВТБ, для снижения к 2060 году выбросов на 25% от текущего уровня необходимо порядка 43 трлн руб. (или 1,3% ВВП ежегодно), тогда как при реализации цели снижения на 50% потребуется потратить 86,6 трлн руб. (2,7% ВВП ежегодно). В то же время тотальное сокращение выбросов к 2060 году предполагает затраты на сумму 479,8 трлн руб., что в годовом выражении эквивалентно 15% ВВП [78]. Объем инвестиций по отраслям, необходимый для полной декарбонизации российской экономики к 2060 году представлен на рисунке 20.



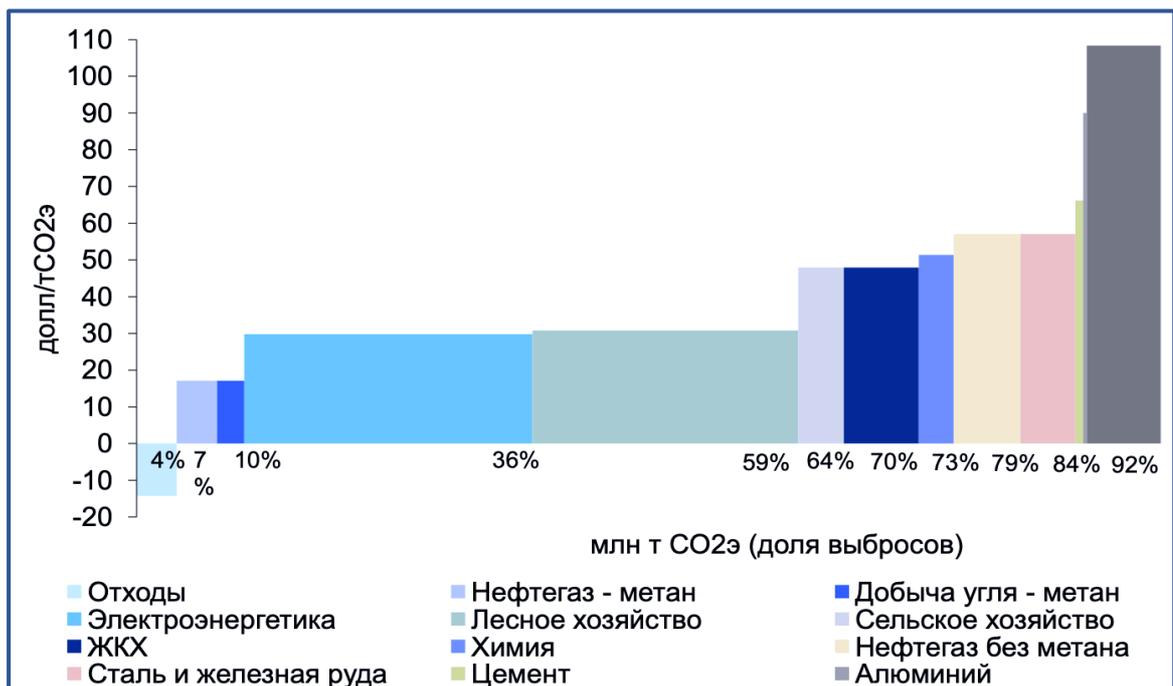
Источник: составлено автором по материалам [78].

Рисунок 20 – Объем инвестиций по отраслям, необходимый для полной декарбонизации российской экономики к 2060 г.

К наименее затратным с точки зрения стоимости декарбонизации на единицу выбросов относятся направления утилизации отходов производства и потребления, снижения выбросов метана, декарбонизации электроэнергетики, а также проекты, необходимые к реализации в сфере лесного хозяйства: на долю этих отраслей в сумме приходится 59% общего объема выбросов в России, а их декарбонизация может обойтись в 102,7 трлн руб., что в некоторой степени согласуется с программой Минэкономразвития, предполагающей выделение 88,8 трлн руб. на цели

снижения выбросов CO<sub>2</sub> на 60%. Наиболее затратным для декарбонизации сектором остается транспорт, за которым следуют цементная промышленность и производство железной руды и стали [100].

Безусловно, распределение требуемых инвестиций в декарбонизацию российской экономики неоднородно, что видно на рисунке 21. Так, проекты в области утилизации отходов (улавливание и использование свалочного газа, переработка и компостирование отходов) имеют отрицательную стоимость декарбонизации, то есть приводят к значительному снижению операционных расходов и генерируют дополнительную выручку, обеспечивая таким инвестиционным проектам положительную чистую приведенную стоимость при любой цене CO<sub>2</sub>. Для реализации других декарбонизационных проектов требуется либо достаточно высокая цена CO<sub>2</sub>, либо иные стимулы: господдержка, благоприятная ценовая конъюнктура рынка зеленых облигаций или возможность экспорта углеродных единиц. Наименее затратными вариантами декарбонизации в России по-прежнему являются сокращение выбросов метана (в нефтегазовой и угольной промышленности), снижение углеродного следа электроэнергетики (путем увеличения доли ВИЭ) и проекты в области лесного хозяйства.



Источник: [100].

Рисунок 21 – Стоимость декарбонизации до «чистого нуля» в Российской Федерации

Процесс декарбонизации отраслей, значительную долю в производстве и потреблении которых составляют углеводороды (ископаемое топливо), потребует особых, уникальных для каждой отрасли решений. Так, для производителей топлива декарбонизация будет заключаться в снижении прямых выбросов метана, преимущественно за счет сокращения добычи. 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 в пользу электродвигателей.

В свою очередь, электроэнергетика развивается иначе: сперва произойдет отказ от угля в пользу природного газа, требующий вывода или перевода угольных станций на газ, чтобы затем, по мере развития инновационных энергоэффективных технологий, осуществить замещение традиционной газовой электрогенерации технологиями ВИЭ.

Особое значение в рамках декарбонизации электроэнергетической отрасли представляет модернизация тепловых электростанций, поскольку в Российской Федерации 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<sub>2</sub> составил 2119 млн тонн, сжигание ископаемого топлива при производстве электроэнергии и тепла обеспечило 34% этого показателя. Это значение является следствием величины выбросов парниковых газов при сжигании угля для производства 1 кВт·ч электроэнергии, более чем в 2 раза превышающих аналогичный показатель при сжигании природного газа [101].

Кроме того, приоритетность мероприятий по декарбонизации 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 централизованного теплоснабжения.

Как следствие, с целью сохранения привычной схемы теплоснабжения акцент мероприятий по декарбонизации делается на замещение традиционных угольных установок электрогенерации газовыми.

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 Российской Федерации к числу крупных энергоемких потребителей относят предприятия следующих профилей промышленной деятельности:

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

Электроемкость продукции названных типов производств, представляющая отношение всей потребляемой за год электроэнергии к годовому объему продукции, существенно различается, что видно из данных таблицы 10. Как следствие, значительный негативный эффект будут испытывать наиболее электроемкие производства, к которым в первую очередь относятся предприятия цветной металлургии, химической промышленности и нефтепереработки.

Таблица 10 – Показатели электроемкости производства крупных энергоемких потребителей

Продукция крупных энергоемких потребителей	В киловаттах в час за тонну	
	Электроемкость	
Производство алюминия (первичный)	17 000-18 500	
Производство никеля	3800-4850	
Каучуки синтетические в первичных формах	1700-1800	
Сталь	600-850	
Целлюлоза (беленая) и бумага	500-700	
Цемент	105-135	

Источник: [102].

Для оценки потенциальных последствий от реализации масштабных инвестиций в мероприятия по декарбонизации следует более подробно исследовать вклад наиболее подверженных такому влиянию отраслей промышленности в формирование валового национального продукта, а также выявить ключевые уязвимости энергоемких предприятий таких отраслей вследствие роста затрат на приобретение электроэнергии.

Наиболее электроемкой среди крупных энергоемких потребителей является отрасль производства алюминия. Алюминий имеет критически важное значение для промышленности, строительства и ТЭК, которые формируют более 58% ВВП Российской Федерации, тогда как оценочная доля вклада в ВВП самих предприятий по производству алюминия составляет порядка 1,5%.

Основным производителем алюминия в России является Объединенная компания «РУСАЛ», предприятия которой производят продукцию как для внутреннего, так и для внешнего рынков: из объема ежегодного производства алюминия в России, составляющего порядка 3,5-4 млн тонн в год доля продукции, отпускаемой на экспорт, составляет 2,5-2,7 млн тонн в год. Будучи одним из лидеров мирового рынка алюминия, ОК «РУСАЛ» осуществляют деятельность в условиях высочайшей конкуренции. В таблице 11 представлен анализ основных мировых компаний – производителей алюминия.

Таблица 11 – Основные производственные показатели мировых компаний – производителей алюминия с учетом затрат на электроэнергию

Компания	Основные страны присутствия	Количество заводов, в единицах	Объем производства, в миллионах тонн	Затраты на электроэнергию, в миллионах долларов	Цена электроэнергии, в долларах за 1 киловатт в час	Стоимость электроэнергии, в долларах за 1 тонну
1	2	3	4	5	6	7
Alcoa Corp	США, Бразилия, Канада	11	3,1	1700	0,038	544,2
Rio Tinto PLC	Австралия	15	4,6	1941	0,029	423,0
South32 Ltd	Австралия	3	1,3	559	0,030	418,2

Продолжение таблицы 11

1	2	3	4	5	6	7
Aluminum Corporation of China Ltd (CHALCO)	Китай	10	4,5	4957	0,081	1098,5
Norsk Hydro ASA	Норвегия	11	3,5	1532	0,031	440,8
United Co RUSAL International PJSC	Россия	11	4,1	1996	0,030	484,4

Источник: составлено автором по материалам [103].

С учетом высочайшей электроемкости технологии производства алюминия к ключевым факторам конкурентоспособности компаний – производителей этого металла помимо стоимости транспортировки (и сырья, и готовой продукции) относится стоимость электроэнергии. Данные в столбцах 6 и 7 свидетельствуют о том, что ключевые мировые производители алюминия приобретают электроэнергию по схожей цене, из-за чего соответствующие затраты при производстве 1 тонны первичного алюминия сопоставимы.

Близость значений этих показателей, наблюдающаяся у всех компаний за исключением китайской CHALCO, продукция которой практически не появляется на внешних рынках и используется преимущественно внутри страны, является следствием того, что затраты на электроэнергию выступают одной из основных статей затрат производителей алюминия и фактором, определяющим уровень конкурентоспособности продукции компании на рынке. Таким образом, алюминиевая промышленность в значительной степени уязвима к дополнительным финансовым издержкам, связанным с реализацией энергоперехода, а также необходимостью оплаты выбросов в рамках системы трансграничного углеродного регулирования.

Никель также является одним из важнейших ресурсов мировой экономики. Запасы этого металла в России составляют примерно 8-9% от общемировых и используются как для нужд производственных предприятий оборонной и высокотехнологичных отраслей, так и для экспорта в зарубежные

страны. Мировой рынок никеля представлен небольшим количеством производителей («Норильский никель», Inco, Falconbridge и WMC), сосредоточенных преимущественно в Австралии, Канаде и России. Уровень конкуренции между названными компаниями ниже того, что наблюдается на рынке алюминия. Вдобавок к этому рынок никеля менее насыщен продукцией по сравнению с рынком алюминия [104].

Производство никеля в России осуществляется на предприятиях ГМК «Норильский никель» с долей вклада в ВВП около 1,8-1,9% и сосредоточено за полярным кругом, прежде всего в городе Норильске. В условиях северного климата энергоснабжение производственных мощностей осуществляется в рамках изолированной энергосистемы, принадлежащей самой компании и, как следствие, не входящей в структуру оптового рынка электрической энергии и мощности (далее – ОРЭМ). Такая обособленность обеспечивает практически полную защищенность энергоснабжения предприятий ГМК «Норильский никель» перед финансовыми рисками, сопряженными со значительными инвестициями в реализацию политики декарбонизации в электроэнергетике.

Впрочем, уровень финансовой стабильности ГМК «Норильский никель», экспортный профиль деятельности которой является доминирующим (97% производимого металла уходит на экспорт), в значительной степени зависит от распространения политики ТУР. Более того, собственный энергетический комплекс, обеспечивающий возможности для самостоятельной генерации, потребует дополнительных финансовых вливаний, направленных на мероприятия по модернизации и снижению углеродного следа.

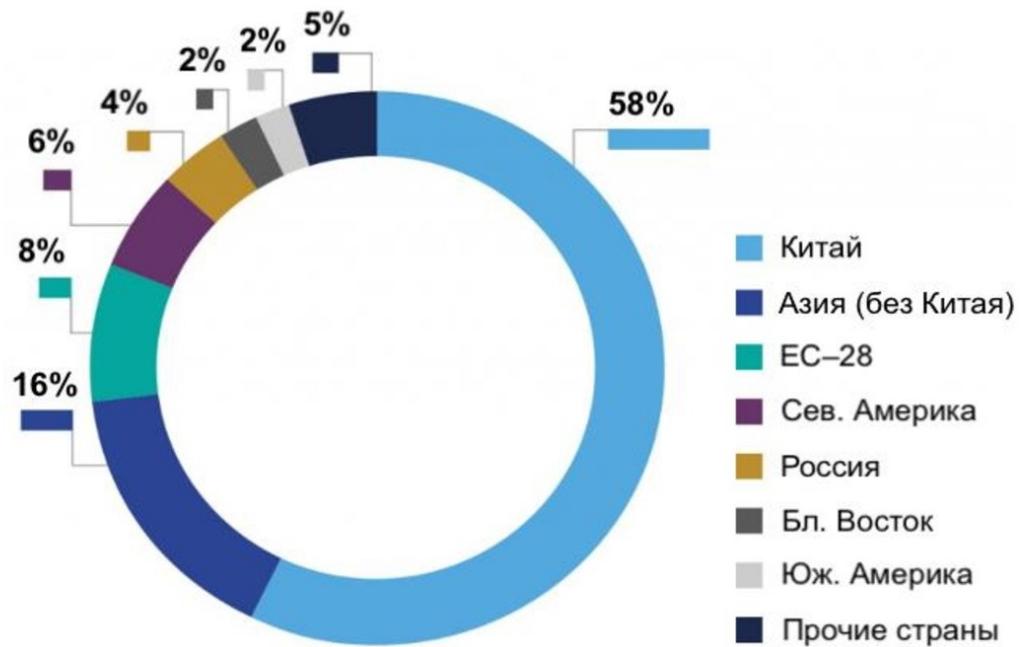
Таким образом, хотя производство никеля в России осуществляется посредством использования генерирующих мощностей изолированной «островной» энергосистемы, что исключает влияние рисков повышения стоимости электроэнергии и мощностей ОРЭМ, конкурентоспособность экспортно ориентированного продукта компании на внешних рынках напрямую зависит от конечной цены продукции, формируемой в том числе с

учетом затрат на оплату выбросов CO<sub>2</sub>. Названные факторы указывают на неизбежность роста себестоимости никеля, характерного не только для предприятий отечественной отрасли, но и зарубежных компаний.

Говоря о синтетическом каучуке, нужно отметить, что данный продукт нефтехимии используется не только для производства резины и материалов для шин, электроизоляции, медицинских приборов и фармизделий, но и является основой твердого ракетного топлива. В России производство каучука за 2021 год составило 1,49 млн тонн, 73% объема было экспортировано в Китай, Индию, Турцию и другие страны, доля России в совокупном объеме мирового рынка синтетических каучуков составляет порядка 9% [105].

Такие показатели обеспечиваются рядом отечественных производителей синтетических каучуков, к числу которых относятся «Сибур Холдинг» («Нижекамскнефтехим», «Воронежсинтезкаучук», Красноярский завод синтетического каучука), компания «Татнефть», холдинг «Русский водород» и ГК «Титан» («Омский каучук»). Поскольку энергоснабжение большей части производственных мощностей обеспечивается в ЕЭС России, рост цены на электроэнергию и мощность вследствие реализации масштабной программы энергоперехода к безуглеродной энергетике также окажет существенное влияние на каучуковую промышленность.

Продукция предприятий черной металлургии, прежде всего сталь, является одним из важнейших товаров в мире. Сталь применяется во всех ключевых отраслях мировой экономики. В России ежегодно производится порядка 70 млн тонн стали, из которых лишь 40-45% продается в другие страны, тогда как оставшаяся часть используется в промышленности и строительстве. Основными производителями стали в нашей стране являются «Северсталь», а также Магнитогорский и Новоліпецкий металлургические комбинаты (ММК и НЛМК), на предприятия которых приходится около 56% отечественного производства. Продукция отечественных производителей стали, отпускаемая на экспорт, составляет 4% мирового объема производства этого сплава [106], что можно увидеть на рисунке 22.



Источник: [107].

Рисунок 22 – Структура производства стали по регионам мира за 2020 г.

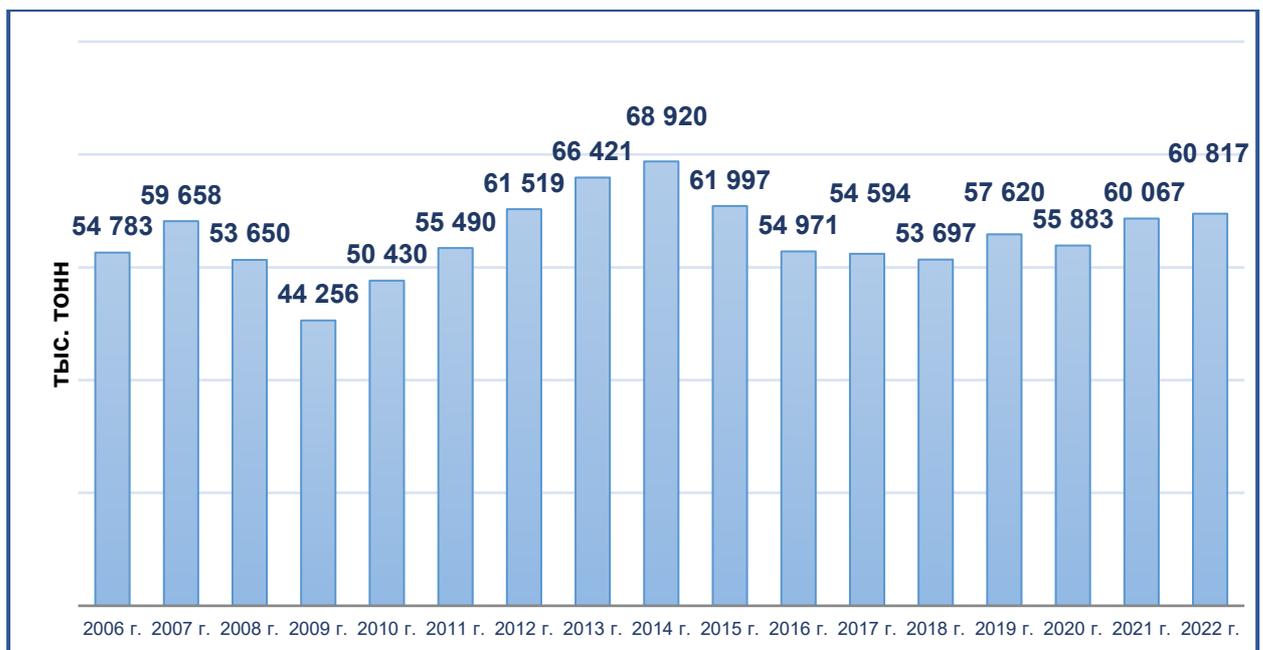
Хотя вклад предприятий черной металлургии в ВВП России – около 1,4% – можно охарактеризовать как незначительный, важность устойчивой работы отрасли черной металлургии переоценить сложно, ведь ее продукция используется в тех отраслях, совокупный вклад в ВВП которых, как уже отмечалось, составляет более 58%.

Предприятия по производству стали функционируют в ЕЭС России и, следовательно, приобретают электрическую энергию на ОРЭМ. Таким образом, несмотря на то что электроемкость производства стали на порядок меньше, чем аналогичный показатель у производств первичного алюминия, себестоимость производства стали также подпадает под влияние роста цен на электроэнергию, который возникнет в результате реализации существенных инвестиций в мероприятия энергетического перехода. Более того, в таком положении окажутся и те производители, предприятия которых находятся в зонах действия системы ТУР.

Говоря о лесопромышленном комплексе, необходимо отметить, что доля целлюлозно-бумажной промышленности, в перечень производимой продукции которой входят бумага, пластмассы, лаки и взрывчатые вещества, в ВВП России составляет 1,5-1,6%. Ежегодно предприятиями целлюлозно-бумажной

промышленности страны, основу которых составляют Группа «Илим», Сыктывкарский лесопромышленный комплекс, Архангельский целлюлозно-бумажный комбинат, Сегежский целлюлозно-бумажный комбинат и Соликамский целлюлозно-бумажный комбинат, производится 8-9 млн тонн целлюлозы разных видов – как древесной, так и из волокнистых материалов; 20% произведенного объема отправляется на экспорт в зарубежные страны. Электроснабжение подавляющего большинства лесоперерабатывающих предприятий также осуществляется в рамках ЕЭС России. Как следствие, предприятия и отрасль целлюлозно-бумажной промышленности можно отнести к группе энергоемких потребителей, для которых рост стоимости электроэнергии, вызванный осуществлением значительных инвестиций в декарбонизацию электроэнергетики, станет негативным фактором с точки зрения поддержания конкурентоспособности и существующих цен [108].

Отдельную категорию крупных энергоемких потребителей представляет цементная промышленность: в России ежегодно производится 50-60 млн тонн цемента, являющегося основным материалом, используемым в строительстве [109]. Динамика производства цемента отражена на рисунке 23.



Источник: составлено автором по материалам [109].  
Рисунок 23 – Производство цемента в России в 2006-2021 гг.

Доля экспорта цемента, предназначенного преимущественно для стран СНГ, незначительна и составляет от 2 до 4% производимого объема, из чего можно заключить, что предприятия цементной промышленности ориентированы на внутренний рынок. Их перечень составляют несколько бизнес-групп: АО «Евроцемент групп» (производственные мощности которого включают 16 заводов общей производительностью 51,7 млн тонн); АО ХК «Сибирский цемент» (3 завода, 5,6 млн тонн); холдинг LafargeHolcim (4 завода, 7,8 млн тонн); холдинг «ХайдельбергЦемент» (5 заводов, 5,6 млн тонн).

Предприятия представленных компаний также функционируют в рамках ЕЭС России и приобретают электроэнергию и мощность на оптовом рынке. В этой связи цементная промышленность дополняет список энергоемких потребителей, подверженных негативному влиянию, которое может быть вызвано ростом цен на электроэнергию и мощности вследствие обязательного финансирования мероприятий по декарбонизации как собственных предприятий, так и отрасли в целом.

Приведенная характеристика наиболее энергоемких направлений промышленности России позволяют сделать ряд следующих обобщений:

- несмотря на незначительный вклад в ВВП предприятий отдельных промышленных отраслей, каждое из них имеет фундаментальное значение для смежных отраслей промышленности и секторов экономики, определяющих значительную долю национального продукта России. Более того, с учетом внешнеполитической конъюнктуры, характеризующейся санкционным давлением, структура экспорта и, как следствие, поступлений в национальный бюджет будет меняться, в результате чего те или иные направления промышленной активности могут получить более значимую роль в формировании национального продукта;

- предприятия, профиль деятельности которых связан с металлургией (производство алюминия, стали, никеля), в значительной степени зависят от результативности экспорта. Следовательно, в отношении таких предприятий

выделяются риски, связанные со снижением конкурентоспособности продукции, вызываемым реализацией механизмов ТУР в странах-импортерах;

- подавляющая часть предприятий, за исключением тех, что занимаются производством никеля, подвержены негативному влиянию роста цен на электроэнергию, объясняющегося существенными инвестициями в мероприятия по декарбонизации в электроэнергетике, поскольку электроэнергия для их функционирования приобретается в рамках механизмов ОРЭМ.

Таким образом, с учетом проведенного анализа целесообразно представить оценку и ранжирование подверженности энергоемких промышленных потребителей негативному воздействию на конкурентоспособность продукции, связанному с введением трансграничного углеродного регулирования и необходимостью осуществления инвестиций энергетических компаний в строительство / реконструкцию / модернизацию генерирующих мощностей в рамках энергетического перехода [110]. Результаты этой оценки сведены в таблицу 12.

Таблица 12 – Оценка подверженности производств негативному влиянию введения ТУР в странах – импортерах продукции и энергопереходу

В процентах					
Продукция	Доля расходов на электроэнергию в себестоимости продукции	Доля в ВВП	Связь с рынком электроэнергии	Доля экспорта	Итоговые риски
Алюминий (первичный)	30,8	1,5	Сильная	≈70 (большая)	Значительные
Никель	11,7	1,8	Слабая	≈95 (большая)	Средние
Каучук синтетик.	6,8	Нет данных	Сильная	≈70 (большая)	Значительные
Сталь	5,3	1,4	Сильная	≈40 (большая)	Значительные
Целлюлоза	4,7	1,5	Сильная	≈20 (средняя)	Средние
Цемент	10,6	Нет данных	Сильная	≈2-4 (слабая)	Средние

Источник: составлено автором.

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. В этой связи среди продукции с наибольшими рисками именно производители алюминия находятся в худшем положении.

При прочих равных условиях эффективность мероприятий по декарбонизации для конкретного производства тем выше, чем значительней доля прямых выбросов в совокупном углеродном следе отрасли. В результате можно сделать предположение, что наиболее подходящими и, как следствие, приоритетными для начальных мероприятий по декарбонизации являются отрасли ТЭК, электроэнергетики и другие смежные с ними сферы 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.

#### **2.4 Оценка потенциальных финансовых последствий для потребителей от реализации политики декарбонизации в отрасли электроэнергетики**

Декарбонизация отрасли электроэнергетики в Российской Федерации потребует значительных инвестиций, которые в полном объеме будут транслированы в цену электроэнергии для потребителей. В этой связи необходимо, чтобы декарбонизация осуществлялась с учетом достижения максимальных эффектов при минимизации затрат. Такой подход в некоторой степени соответствует основным положениям стратегии низкоуглеродного развития страны, принятой Распоряжением Правительства Российской Федерации от 29.10.2021 № 3052-р, в рамках которой обозначены два основных периода декарбонизации, в том числе относящихся к российской электроэнергетике: первый период – с 2022 по 2030 год, второй – с 2031 по 2050 год [111].

Поскольку основным источником углеродного следа в электроэнергетике являются тепловые электростанции, 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)

$$\begin{cases} VE_{CO2\_уг} = P_{уст\_уг} \cdot T_{исп\_уг} \cdot E_{CO2\_уг} \\ VE_{CO2\_газ} = P_{уст\_газ} \cdot T_{исп\_газ} \cdot E_{CO2\_газ} \end{cases}, \quad (4)$$

где  $VE_{CO2\_уг}$ ,  $VE_{CO2\_газ}$  – объем эмиссии парниковых газов (в эквиваленте  $CO_2$ ), соответствующий угольным и газовым ТЭС, в тоннах;

$P_{уст\_уг}$ ,  $P_{уст\_газ}$  – установленная мощность угольных и газовых ТЭС, в киловаттах;

$T_{исп\_уг}$ ,  $T_{исп\_газ}$  – количество часов использования установленной мощности угольных и газовых ТЭС в год, в часах;

$E_{CO2\_уг}$ ,  $E_{CO2\_газ}$  – объем выбросов парниковых газов угольных и газовых электростанций в эквиваленте  $CO_2$  при производстве 1 кВт·ч электроэнергии, в тоннах за 1 кВт·ч.

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)

$$\left\{ \frac{VE_{CO2\_уг}}{VE_{CO2\_газ}} = \frac{P_{уст\_уг} \cdot T_{исп\_уг} \cdot E_{CO2\_уг}}{P_{уст\_газ} \cdot T_{исп\_газ} \cdot E_{CO2\_газ}} = \frac{E_{CO2\_уг}}{E_{CO2\_газ}} \approx 2 \right. \quad (5)$$

Оценивая экономическую целесообразность декарбонизации в электроэнергетике путем замещения угольной генерации газовой, а также затрат, которые будут транслированы в цену электроэнергии для потребителей, целесообразно оценить величину инвестиций, необходимых для замещения угольных ТЭС высокоэффективными парогазовыми установками без учета затрат на развитие и присоединение объектов к газотранспортной инфраструктуре, рассчитанную по формуле (6)

$$I_{уг\_газ} = P_{уст\_уг} \cdot C_{уг\_газ}, \quad (6)$$

где  $C_{уг\_газ}$  – затраты на декарбонизацию посредством смены принципа сжигания угля на использование газа для 1 кВт установленной мощности угольной электростанции, в рублях за 1 кВт.

Как наиболее очевидный подход к замещению угольных ТЭС можно рассматривать масштабирование и продление сроков действия функционирующего на оптовом рынке электрической энергии и мощности механизма отбора проектов модернизации ТЭС (далее – механизм модернизации).

Этот механизм позволяет модернизировать наиболее востребованные в энергосистеме и физически изношенные генерирующие объекты, притом с 2021 года механизм допускает участие проектов, предполагающих перевод в парогазовый цикл производства электроэнергии, в том числе с заменой основного вида топлива с угля на газ.

Действующим порядком также определена и предельная величина затрат на выполнение таких мероприятий, составляющая 86 000 руб./кВт. Принимая во внимание наблюдаемую тенденцию роста затрат на приобретение основного генерирующего оборудования (турбин паровых и газовых, котлов-утилизаторов), а также необходимость изменения существующей топливной инфраструктуры в случаях со сменой основного вида топлива, объем инвестиций в такие проекты справедливо оценивать на уровне 200 000 руб./кВт. В этой связи для дальнейшей оценки примем среднее

значение затрат на декарбонизацию 1 кВт установленной мощности угольной электростанции в размере 143 000 руб./кВт. В целях упрощения сравнения затрат на модернизацию или строительство новых ТЭС на газе и общемировой рыночной стоимости 1 тонны CO<sub>2</sub> целесообразно перейти к оценкам в долларах США. Таким образом, среднее значение затрат на декарбонизацию угольных ТЭС целесообразно рассчитывать как 1550 долл./кВт.

По данным Системного оператора Единой энергетической системы, установленная мощность угольных электростанций в России составляет 40 ГВт, или 16,2% совокупной установленной мощности электростанций, которая на 1 января 2024 года составляла 245,3 ГВт, или 143 млрд кВт·ч в объеме выработки [112]. Этот показатель достигается за счет продолжительного времени использования ТЭС – 4000 часов в год, по данным Министерства энергетики Российской Федерации.

В качестве показателя объема замещения угольной генерации высокоэффективным парогазовым оборудованием целесообразно принять значение в размере до 2 ГВт, исходя из намерений производителей энергетического оборудования выделить при проведении ежегодных отборов проектов модернизации ТЭС квоту в 2 ГВт для проектов, предусматривающих применение локализованных газотурбинных установок.

Таким образом, применяя полученные числовые данные для расчетов (4)-(6), получаем следующие значения:

- величина инвестиций в декарбонизацию угольных станций путем перевода на парогазовый цикл производства электроэнергии до 2035 года – порядка 31 млн долл., или 3,1 млн долл. ежегодно;

- ежегодный объем парниковых газов, эмитируемый угольными электростанциями, – порядка 114,4 млн тонн [113];

- ежегодный объем парниковых газов, эмитируемый газовыми электростанциями с эквивалентной установленной мощностью, – 72-88 млн тонн;

- ожидаемое снижение объемов выбросов за счет декарбонизации электроэнергетики посредством перевода существующих угольных ТЭС на

природный газ или вывода ТЭС прошлого поколения из эксплуатации до 2035 года – порядка 34,4 млн тонн ежегодно [114].

При рыночной мировой цене 1 тонны эквивалента CO<sub>2</sub>, близкой к 60 долл. [115], заключаем, что декарбонизация электроэнергетики только посредством перевода существующих угольных ТЭС на природный газ или вывода ТЭС прошлого поколения из эксплуатации и строительства новых генерирующих объектов на газу на текущем этапе экономически не оправданна. Так, паритет между затратами на перевод угольных ТЭС на работу в парогазовом режиме и затратами на приобретение выбросов CO<sub>2</sub> наступает при цене выбросов от 90 долл.

Вместе с тем, согласно Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года сверх планов по модернизации ТЭС планируется ввод следующих низкоуглеродных генерирующих мощностей: 9,8 ГВт АЭС, 12,4 ГВт ВИЭ (кроме ГЭС, в пропорции ВЭС – 75%, СЭС – 25%), 5,9 ГВт ГЭС и ГАЭС [38]. Увеличение стоимости электроэнергии для конечных потребителей от финансирования проведения такого широкого круга преобразований будет колоссальным.

Подробная информация о планируемых вводах АЭС, ГЭС, ГАЭС приведена в таблицах 13-15.

Таблица 13 – Проекты строительства новых АЭС

В мегаваттах			
Наименование	Мощность	Ввод в эксплуатацию по генсхеме	Начало поставки мощности
Курская АЭС-2, блок № 1	1200	2025 г.	2026 г.
Курская АЭС-2, блок № 2	1200	2027 г.	2028 г.
Ленинградская АЭС-2, блок № 3	1200	2030 г.	2031 г.
Ленинградская АЭС-2, блок № 4	1200	2032 г.	2033 г.
Курская АЭС-2, блок № 3	1255	2031 г.	2032 г.
Курская АЭС-2, блок № 4	1255	2034 г.	2035 г.
Смоленская АЭС-2, блок № 1	1255	2033 г.	2034 г.
Смоленская АЭС-2, блок № 2	1255	2035 г.	2036 г.
Итого	9820		-

Источник: составлено автором.

Таблица 14 – Проекты строительства новых ГЭС

В мегаваттах			
Наименование объекта	Субъект Российской Федерации	Установленная мощность	Ввод в эксплуатацию согласно генсхеме
Нижне-Зейская ГЭС	Амурская область	400	2030 г.
Нижне-Ниманская ГЭС	Хабаровский край	360	После 2035 г.
Селемджинская ГЭС	Амурская область	100	2030 г.
Мокская ГЭС + Ивановская ГЭС	Республика Бурятия	1200 + 210	После 2035 г.
Крапивинская ГЭС	Кемеровская область	345	2030 г.
Канкунская ГЭС	Республика Саха (Якутия)	1000	2035 г.
Тельмамская ГЭС	Иркутская область	450	2035 г.
Нижнебогучанская ГЭС	Красноярский край	660	2030 г.
Итого		4725	-

Источник: составлено автором.

Таблица 15 – Проекты строительства новых ГАЭС

В мегаваттах			
Наименование объекта	Субъект Российской Федерации	Установленная мощность (турбинный / насосный режим)	Ввод в эксплуатацию согласно генсхеме
Ленинградская ГАЭС	Ленинградская область	1170 / 1784	2035 г.
Центральная ГАЭС	Тверская область	2600 / 2730	После 2035 г.
Лабинская ГАЭС	Краснодарский край	600 / 660	2030 г.
Балаклавская ГАЭС	Республика Крым	330 / 400	2030 г.
Приморская ГАЭС	Приморский край	1000 / 1102	После 2035 г.
Загорская ГАЭС-2	Московская область	840 / 1000	2025 г.
Итого		6540 / 7676	-

Источник: составлено автором.

Потенциальный объем ввода установок генерации по типу ВИЭ, к которым относятся солнечные и ветровые электростанции, оценивается в 12,4 ГВт. При этом из указанной мощности ветровые электростанции составляют 75%, а солнечные – 25%. С учетом того, что строительство объектов ВИЭ предполагает гораздо меньшие затраты на обустройство площадки и капитальные работы (в сравнении с затратами на возведение АЭС и ГЭС), основные статьи затрат для ВИЭ представляет закупка оборудования.

Свод обобщенных данных по вводам новых мощностей, а также замене угольной генерации на газовую на период до 2035 года представлен в таблице 16.

Таблица 16 – Ввод генерирующих мощностей по годам

В мегаваттах

Начало поставки мощности	Ввод генерирующих мощностей в эксплуатацию				
	АЭС	ГЭС и ГАЭС (работа в режиме ГЭС)	СЭС	ВЭС	ГТУ, ПГУ
2025 г.	-	-	280	845	2000
2026 г.	1200	840	280	845	2000
2027 г.	-	-	280	845	2000
2028 г.	1200	-	280	845	2000
2029 г.	-	-	280	845	2000
2030 г.	-	-	280	845	2000
2031 г.	1200	2435	280	845	2000
2032 г.	1255	-	280	845	2000
2033 г.	1200	-	280	845	2000
2034 г.	1255	-	280	845	2000
2035 г.	1255	-	280	845	2000
Итого	8565	3275	3100	9300	20000

Источник: составлено автором.

Тем не менее для оценки потенциального роста цены на электроэнергию в период с 2025 по 2035 год, вызванного необходимостью ввода новых генерирующих объектов, для всех категорий потребителей, и, в частности, для наиболее электроемких, следует определить базовые объемные, срочные и стоимостные параметры, необходимые для установления исходных условий расчета прироста стоимости:

а) рост показателя объема потребления электроэнергии. С учетом того, что оценка показателей спроса на электроэнергию в России не является задачей данного исследования, а различные прогнозные сценарии зачастую отклоняются от фактов, в качестве данных роста потребления в рассматриваемом периоде предлагается принять статистику СО ЕЭС Российской Федерации по потреблению с 2018 по 2022 год. Так, согласно информации Ассоциации «НП Совет рынка» (далее – Ассоциация), объем потребления электроэнергии в ЕЭС России за 2018 год составил 1055,6 млрд кВт·ч, тогда как за 2022 год – 1106,3 млрд кВт·ч, исходя из чего можно принять, что электропотребление в ЕЭС Российской Федерации за

рассматриваемый период увеличилось на 4,8%, что соответствует ежегодному росту в 1,18%. При этом, по данным Ассоциации, потребление электроэнергии по первой и второй ценовым зонам за аналогичный период увеличилось с 845 млрд кВт·ч до 881 млрд кВт·ч, что соответствует показателю ежегодного прироста электропотребления в 1,06% [116; 117]. Вместе с тем, принимая во внимание актуальные внешнеполитические события, для целей настоящего исследования показатель ежегодного роста объема потребления будет планомерно снижаться с 1,06% в 2025 году до 0,9% к 2035 году;

б) доходность капитала и инфляционные ожидания. Чистая ожидаемая инвесторами доходность с учетом доходности вложенного капитала, равной номинальной доходности ОФЗ (12%), при среднегодовой инфляции, равной ключевой ставке рефинансирования ЦБ (16%), составит 4,2% годовых;

в) срок окупаемости. Период возврата инвестиций определен до 25 лет для ГЭС, ГАЭС, до 20 лет – для АЭС и 15 лет – для всех прочих видов инвестиционных проектов, при этом для целей настоящего исследования будет принят равномерный темп возврата инвестиций начиная с первого года поставки мощности.

г) удельные капитальные затраты на сооружение 1 кВт соответствующих генерирующих мощностей:

1) 190 тыс. руб. для 1 кВт АЭС;

2) 36,6 тыс. руб. для 1 кВт ВИЭ с отношением количества ВЭС к СЭС как 3 к 1, со следующей структурой: 40,6 тыс. руб./кВт для ВЭС, 26,6 тыс. руб./кВт для СЭС;

3) 120 тыс. руб. для 1 кВт ГЭС;

4) 70 тыс. руб. для 1 кВт ПГУ;

д) базовая одноставочная цена оптового рынка для конечного потребителя, по состоянию на I квартал 2024 года – порядка 2,8 руб. за 1 кВт·ч без учета тарифа на передачу.

С учетом изложенного величина подлежащих возврату инвестиций в цене мощности для объектов ВИЭ может быть рассчитана по соответствующей формуле (7)

$$\Delta C_{\text{ээ\_инви}} = \frac{1,042^{15} \cdot \sum P_{Гij} \cdot C_{Гij}}{15 \cdot W_{\Pi i}}, \quad (7)$$

где  $\Delta C_{\text{ээ\_инви}}$  – прирост цены электроэнергии в  $i$ -м году за счет поставки мощности новых электростанций, в рублях за 1 кВт·ч;

$P_{Гij}$  – поставляемая мощность к  $i$ -му году для  $j$ -го вида генерации (АЭС, ГЭС, ВЭС, СЭС, газ), в мегаваттах;

$C_{Гij}$  – стоимость затрат на ввод мощностей к  $i$ -му году для  $j$ -го вида генерации (АЭС, ГЭС, ВЭС, СЭС, ТЭС (газовая ПГУ)), в рублях за 1 МВт;

$W_{\Pi i}$  – объем потребления электроэнергии в  $i$ -м году, в киловаттах за 1 час.

Расчет величины подлежащих возврату инвестиций в цене мощности для объектов ГЭС (ГАЭС), АЭС и ТЭС ПГУ также осуществляется по соответствующей формуле с заменой периода поставки мощности на соответствующий.

При сохранении текущего уровня потребления электроэнергии, периода возврата инвестиций в инвестиционные проекты в электроэнергетике, составляющего 25 лет для АЭС и ГЭС и 15 лет для прочих, увеличение цены для конечного потребителя в связи с вводами новых генерирующих мощностей до 2035 года составит следующие значения, представленные в таблице 17.

Таблица 17 – Влияние реализации программ ввода новых генерирующих мощностей на среднюю конечную цену для потребителей (в текущих ценах) без учета затрат на услуги по передаче и сбытовую надбавку

Начало поставки мощности	Прогноз одноставочной нерегулируемой цены в связи с вводом низкоуглеродных мощностей, в рублях за 1 кВт·ч	Прирост, в процентах	Итоговая цена, в рублях за 1 кВт·ч	Прирост, в процентах
1	2	3	4	5
2025 г.	0,490	-	2,973	-
2026 г.	0,592	20,94	3,202	7,71

Продолжение таблицы 17

1	2	3	4	5
2027 г.	0,597	0,84	3,382	5,64
2028 г.	0,664	11,12	3,597	6,34
2029 г.	0,772	16,26	3,996	11,09
2030 г.	0,789	2,23	4,174	4,46
2031 г.	0,873	10,61	4,449	6,59
2032 г.	0,974	11,61	4,728	6,25
2033 г.	1,014	4,10	4,870	3,02
2034 г.	1,103	8,70	5,034	3,37
2035 г.	1,157	4,94	5,205	3,39
Итого	-	136,1	-	75,1

Источник: составлено автором.

При этом для оценки темпов роста нерегулируемой одноставочной цены оптового рынка от реализации инвестиционных проектов по сооружению низкоуглеродной генерации величина базовой одноставочной цены оптового рынка для конечного потребителя индексируется на 4% ежегодно в соответствии с утвержденным прогнозом социально-экономического развития Российской Федерации на 2023 год и на плановый период 2024 и 2025 годов.

Как следствие, при реализации всех планов средняя цена на электроэнергию для конечного потребителя к 2035 году вырастет не менее чем на 75% в текущих ценах.

Таким образом, мероприятия по декарбонизации в электроэнергетике экономически приводят к существенному росту затрат потребителей на приобретение электроэнергии и, следовательно, увеличению себестоимости конечной продукции. Более того, реальные 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.

На основании данных о доле расходов на электроэнергию в себестоимости продукции крупных электроемких потребителей, приведенных в таблице 12, а также используя расчет роста цены на электроэнергию из

таблицы 17, можно определить влияние энергоперехода на себестоимость продукции отдельных потребителей.

Так, наиболее существенное влияние к 2035 году прогнозируемый рост цен на электроэнергию в текущих ценах окажет на производство алюминия: себестоимость продукции возрастет примерно на 6%. В абсолютном выражении, принимая в качестве показателя ежегодного производства алюминия значение в 4 млн тонн, дополнительные расходы производителя в текущих ценах в годовом выражении к 2035 году составят порядка 33 600 млн руб.

Наглядно значение такого эффекта можно продемонстрировать следующим образом. В таблице 18 отражены результаты расчета изменения цены на электроэнергию в себестоимости продукции «РУСАЛ» и конкурирующих компаний, произведенного с учетом сопоставления затрат на электроэнергию. Так, при положительном изменении цены на электроэнергию на 19% в текущих ценах к 2035 году увеличение затрат на электроэнергию в себестоимости первичного алюминия приведет к тому, что компания «РУСАЛ» перемещается с третьего места на второе, уступая лишь китайской компании CHALCO, работающей только на внутренний рынок, тогда как затраты на электроэнергию становятся больше, чем у конкурентов.

Таблица 18 – Основные производственные показатели компаний – производителей алюминия в мире и затраты на электроэнергию с учетом энергетического перехода

Компания	Объем производства, в миллионах тонн	Затраты на электроэнергию, в миллионах долларов	Стоимость электроэнергии, в долларах за тонну	Стоимость электроэнергии с учетом энергоперехода, в долларах за тонну
Alcoa Corp	3,1	1 700	544,2	-
Rio Tinto PLC	4,6	1 941	423,0	-
South32 Ltd	1,3	559	418,2	-
Aluminum Corporation of China Ltd (CHALCO)	4,5	4 957	1098,5	-
Norsk Hydro ASA	3,5	1 532	440,8	-
United Co RUSAL International PJSC	4,1	1 996	484,4	847,7

Источник: составлено автором.

Говоря о других типах энергоемких товаров, приведенных в таблице 10, рост их себестоимости составит от 1,1 до 2,3%. Впрочем, если учитывать данное значение в абсолютном выражении, то объемы дополнительных затрат в структуре себестоимости могут составить:

- 3000-4000 млн руб. для цемента;
- 1300 млн руб. для каучука синтетического;
- 2800 млн руб. для целлюлозы.

## Выводы к главе 2

Таким образом, в рамках настоящей главы был приведен анализ влияния последствий энергетического перехода, характеризующегося мероприятиями по декарбонизации, на крупных энергоемких потребителей для последующей разработки подходов, обеспечивающих минимизацию данного негативного воздействия. В процессе исследования были проанализированы причины, обуславливающие объективность и неизбежность энергетического перехода, а также установлены общие принципы и особенности формирующихся регуляторных механизмов, стимулирующих хозяйствующих субъектов к снижению выбросов углекислого газа в глобальном масштабе.

Отдельное внимание уделено анализу формирования новой функциональной надстройки в системе мировых экономических отношений, главным индикатором функционирования которой является фактически новый рыночный товар – выбросы углекислого газа – и его рыночная цена, а ее целевой функцией – балансирование положительного экономического эффекта от снижения объемов выбросов (снижения прогнозируемого ущерба от порождаемых выбросами экологических бедствий) с издержками на декарбонизацию, то есть экономическая оптимизация процесса декарбонизации.

В результате проведенного анализа были определены две возможные стратегии реагирования и участия национального государства в формирующихся глобальных механизмах трансграничного углеродного регулирования: пассивная

(отказ от формирования национальной системы регулирования выбросов) и активная (интеграция национальной системы в глобальную систему), – и доказаны преимущества выбора активной стратегии как для народного хозяйства страны в целом, так и для крупных энергоемких потребителей в частности.

На основании этого проанализировано объективное различие отраслевых стратегий декарбонизации: если для производителей топлива процесс декарбонизации прежде всего будет проявляться в сокращении объемов добычи и снижении прямых выбросов метана, то для основных потребителей углеводородов (в том числе электроэнергетики) – в переходе на источники энергии с меньшим углеродным следом. В то же время реализация программы декарбонизация электроэнергетики неизбежно связана с ростом цены электроэнергии, что окажет прямое негативное влияние на энергоемких потребителей, которым придется решать двойную задачу: адаптироваться к росту цен на электроэнергию и снижать объем собственных углеродных выбросов.

В настоящей главе уточнено понятие и проведена общая отраслевая классификация крупных энергоемких потребителей, а также проанализирована специфика каждой из энергоемких отраслей с точки зрения влияния последствий энергетического перехода на перспективы ее дальнейшего функционирования в условиях зарубежного и внутреннего рынков.

Основываясь на анализе имеющихся информационных выкладок и методик подсчета, проведена оценка стоимости реализации программы декарбонизации российской экономики, а также дана оценка влияния программы на рост стоимости электрической энергии и мощности. Ключевым выводом настоящей главы является тот факт, что степень негативного влияния энергетического перехода на крупных энергоемких потребителей будет тем сильнее, чем дороже окажется реализация мероприятий по декарбонизации и, соответственно, тем значительней вырастет стоимость электрической энергии, потребляемой энергоемкой промышленностью. В заключительной главе будут предложены механизмы снижения негативного влияния падения конкурентоспособности отечественной продукции и хеджирования рисков.

## Глава 3

### **Рекомендации по нивелированию негативного влияния преобразований электроэнергетической отрасли на электроемкую промышленность Российской Федерации**

#### **3.1 Выявление ключевых источников негативного влияния интенсивных преобразований в электроэнергетике для электроемких потребителей**

В предыдущих главах было уделено внимание основным условиям предстоящего энергоперехода, обусловленным следующими факторами:

- капиталоемкость мероприятий энергетического перехода. Осуществление проектов декарбонизации потребует значительных капиталовложений как со стороны государства, так и со стороны частного сектора – в основном промышленных предприятий. Как следствие, целесообразность реализации мероприятий по снижению выбросов обуславливается их стоимостью для промышленности;

- структура энергетического перехода в электроэнергетике. Декарбонизация предприятий электроэнергетической отрасли будет включать два этапа: модернизацию и замещение. На первом этапе будет осуществляться модернизация действующего оборудования, заключающаяся в переводе угольных электростанций на сжигание газа, включая современные технологии ПГУ, а также постепенной замене мощностей прошлого поколения на объекты генерации со сниженным углеродным следом (АЭС, ГЭС, СЭС, ВЭС). Второй этап будет характеризоваться интенсивным замещением газовой генерации возобновляемыми источниками электроэнергии. Реализация обоих этапов предполагает значительные затраты как для производителей, так и для потребителей электроэнергии;

- целесообразность и последствия мероприятий по декарбонизации электроэнергетики России. В ходе анализа сценариев формирования

российской национальной системы квотирования и торговли лимитами на выбросы и эффектов от их реализации была проведена оценка экономических последствий от декарбонизации отечественной электроэнергетики. Особое внимание было уделено энергоемким потребителям, подверженным негативному влиянию роста цен на электроэнергию. Так, при условии реализации планов по модернизации и замещению объектов генерации до 2035 года средняя цена на электроэнергию в текущих значениях для конечного потребителя вырастет на 75%, что является значительной величиной, так как в общем объеме установленной мощности ВИЭ будет занимать не больше 2,3%. Такой рост ценовой нагрузки с учетом иных факторов роста, вызванных в основном необходимостью дополнительных инвестиций в электроэнергетику, в значительной степени снизит конкурентоспособность экспортно ориентированных предприятий, себестоимость продукции которых зависит от затрат на электроэнергию, на внешних рынках, что особенно актуально для отечественной алюминиевой промышленности.

С учетом представленных условий осуществления энергетического перехода ключевой задачей участников электроэнергетической отрасли является минимизация его негативного эффекта. Впрочем, при выработке решения следует учитывать не только негативные последствия, но также возможности и перспективы, проявляющиеся в процессе перехода к новым способам генерации и взаимодействия с контрагентами.

Как отмечалось ранее, валоризация выбросов парниковых газов сводится к возникновению дополнительного элемента производственных издержек. По мере формирования глобальной системы торговли выбросами все большее число производителей будет вынуждено учитывать данное обстоятельство, приводящее к росту среднемировых издержек производства. Тем не менее для производителей, в национальных системах торговли выбросами стран которых стоимость тонны выбросов CO<sub>2</sub>-эквивалента будет ниже среднего мирового уровня, данная надстройка будет, напротив,

представлять конкурентное преимущество, заключающееся в меньшей величине издержек производства [118].

Драйверами такого преимущества выступают особые условия технологического и природного характера, а именно:

- доступ к значительным по объему первичным энергетическим ресурсам: воде, ветру, солнцу и прочим – для производства электрической энергии без углеродного следа или многократным его снижением по сравнению с традиционными технологиями;

- доступ к современным высокоэффективным технологиям, обеспечивающим возможности для производства, передачи, хранения и потребления энергии – как чистой, так и с минимальным углеродным следом, включая энергию ядерного и термоядерного происхождения;

- наличие значительных лесных площадей, поглощающих CO<sub>2</sub>;

- доступ к инструментам промышленного улавливания и поглощения CO<sub>2</sub>, а также экономические условия для их эффективного применения и распространения [118].

Российская Федерация, будучи одной из наиболее богатых природными ресурсами стран, обладает целым рядом характеристик, обеспечивающих получение сразу нескольких видов преимуществ:

- наличие значительного гидроэнергетического потенциала. Так, согласно Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года гидроэнергетический потенциал Российской Федерации в этом компоненте составляет порядка 9% от мирового;

- применение и развитие конкурентоспособных технологий производства ядерной энергии;

- наличие лесов и иных природных ресурсов, сосредоточенных в Сибири и на Дальнем Востоке [119].

Представленные условия, обеспечиваемые за счет существенного природного и научно-технологического потенциала, представляют для российской энергоемкой промышленности возможности не только для

нивелирования негативных эффектов от реализации мероприятий по энергетическому переходу, но и для получения конкурентных преимуществ на внешних рынках, прежде всего для тех производителей, у которых есть доступ к относительно дешевым источникам чистой энергии.

С учетом вышеизложенного акцент политики декарбонизации должен быть сосредоточен не только на переработке технологической, но и на концептуальной составляющей будущего рынка электроэнергии, что включает в себя:

- формирование доступа участников экономической деятельности к современным технологиям;
- стимулирование энергоемких потребителей электроэнергии к реализации программ устойчивого развития;
- разработку методик надзорных органов в сфере контроля и регулирования взаимоотношений участников оптового рынка электроэнергии и мощности.

Таким образом, в случае эффективного осуществления мероприятий энергоперехода отечественные энергоемкие промышленные предприятия получают необходимые механизмы митигации рисков в рамках рыночных отношений с клиентами как внутреннего, так и внешнего рынков, что значительно облегчит процесс адаптации к меняющимся условиям хозяйствования в парадигме энергетического перехода.

*Развитие рынка электроэнергии России в условиях энергетического перехода: технологии, регулирование, финансирование*

Одним из ключевых условий эффективной адаптации крупных энергоемких промышленных потребителей к изменениям условий хозяйствования вследствие энергетического перехода является грамотно выстроенная государственная политика регуляторного характера. Сохранение определенных Правительством Российской Федерации сроков реализации мероприятий по декарбонизации приведет к серьезному изменению рыночной конъюнктуры на оптовом рынке электроэнергии и мощности в ближайшее

время, что неизбежно повлечет рост цен на электроэнергию для промышленных потребителей. Последнее является серьезным вызовом для государственных регуляторов и, соответственно, потребует изменения нормативно-правовой базы в сфере ценообразования и тарифного регулирования в электроэнергетике.

Несмотря на разную природу ответственности и действенности усилий как государства, так и частного бизнеса, представляющего промышленных потребителей электроэнергии, конечная цель, заключающаяся в последовательном достижении определенных уровней выбросов, является общей для указанных сторон. Математически задача определения целевых показателей выбросов может быть описана выражением (8)

$$Z_{\text{гос}} - \sum_{i=1}^n Z_{ni} = \sum_{j=1}^k Z_{эj}, \quad (8)$$

где  $Z_{\text{гос}}$  – 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;

$\sum_{j=1}^k Z_{эj}$  – 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 специально создаваемого государственного декарбонизационного фонда, который пополняется от поступлений в виде национальной платы за выбросы внутри страны ( $P_{\text{local}}$ ). Более того, решение может быть реализовано в виде механизма 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.

В качестве примера, подтверждающего необходимость межотраслевого балансирования планов снижения выбросов парниковых газов, а также необходимость проведения смежных методических и учетных мероприятий, рассмотрим потенциал отрасли лесного комплекса России с точки зрения влияния на снижение выбросов CO<sub>2</sub>. Так, по данным всероссийской организации Рослесинфорг, специализирующейся на комплексном решении лесоучетных задач, регионами – лидерами по объему поглощения лесами углекислого газа являются: Иркутская область – 148,6 млн тонн выбросов в год, 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 [120].

Следует отметить, что ежегодный объем выбросов от угольных электростанций, равный 144-176 млн тонн, сопоставим с поглощающей мощностью лесов одной только Иркутской области [121].

Несмотря на то что на территории России находится более 20% лесов планеты площадью 815-897 млн га, далеко не все они обеспечивают заметный климатический эффект, исходящий преимущественно от так называемых управляемых лесов, то есть тех, в которых организованы учет и пожарная охрана, тогда как доля неуправляемых в общем объеме лесов России до сих пор характеризуется сотнями миллионов гектаров лесных угодий. В данном ключе следует отметить отсутствие достоверных сведений о лесных запасах России даже в выкладках государственных органов: по данным Счетной палаты Российской Федерации на 2020 год, более 84% информации о лесах России, касающейся как площадей, так и запасов, не может считаться достоверной [122].

Соответственно, наряду с учетом вклада лесного хозяйства в сокращение выбросов парниковых газов в межотраслевом балансе одним из ключевых факторов, способных облегчить адаптацию крупных энергоемких потребителей к одной из ключевых целей энергетического перехода – снижению совокупного углеродного следа производимой ими продукции, является реализация так называемых NBS-проектов (Natural Based Solutions), основанных на повышении поглощающей способности лесов путем комплексного и устойчивого управления лесами и сельскохозяйственными землями [123].

Применение изложенных преимуществ требует интеграции комплекса решений, в частности в сфере учета и сертификации поглощающей способности лесных ресурсов России с точки зрения обеспечения их полноты и прозрачности. Речь идет о потенциале поглощения до 1,8 млрд тонн CO<sub>2</sub>eq в год в среднесрочной и до 2,2 млрд тонн CO<sub>2</sub>eq в долгосрочной перспективе, что в значительной степени повысит эффективность мероприятий по минимизации уровня загрязнения воздуха [124].

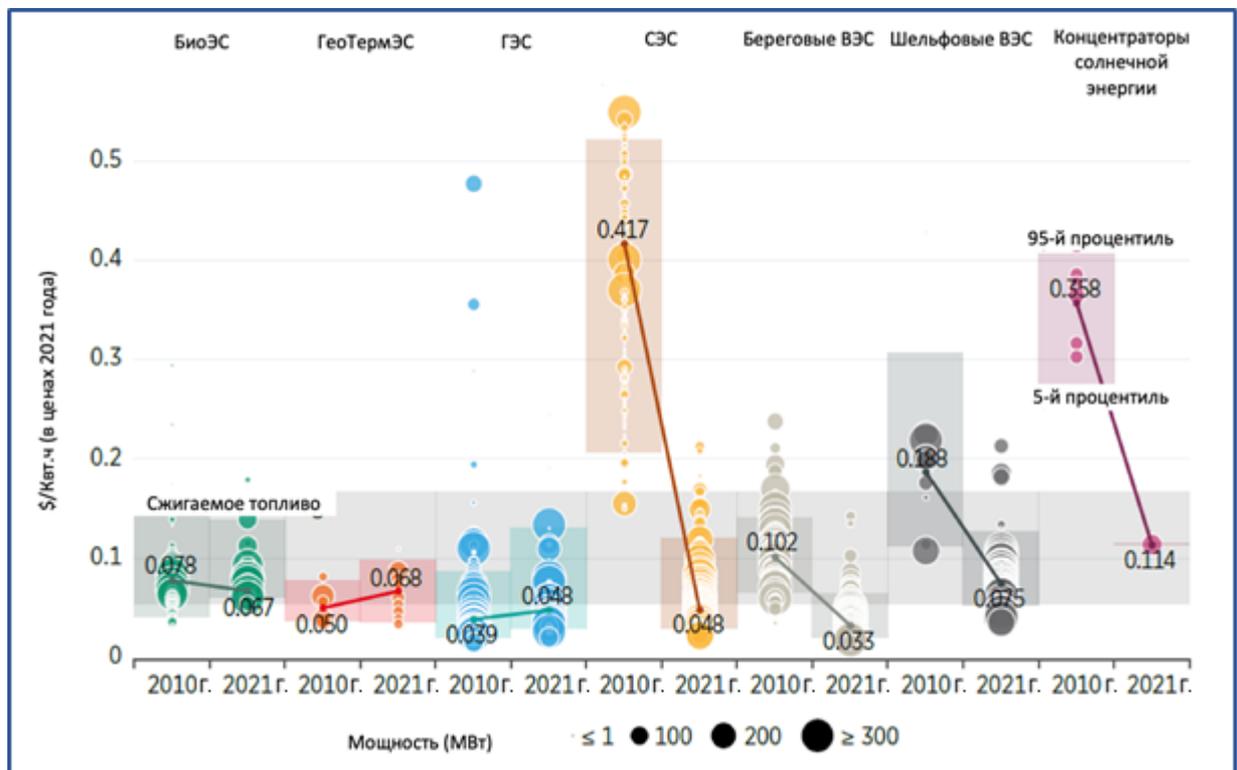
Тем не менее значение негативных последствий декарбонизации для крупных энергоемких потребителей будет зависеть от стоимости программы и мероприятий энергетического перехода, на величину которой будут оказывать влияние два ключевых обстоятельства:

- потенциал удешевления инновационных технологий производства электрической энергии из ВИЭ;
- потенциал снижения стоимости капитала, привлекаемого в процессе реализации программы декарбонизации.

Снижение стоимости энергетического перехода является определяющим фактором скорости адаптации энергоемкой промышленности к условиям новой электроэнергетической парадигмы, в связи с чем должно рассматриваться в качестве приоритетного направления в общем плане мероприятий энергоперехода.

Опыт зарубежных стран в области возобновляемой энергетики последних десятилетий свидетельствует о многократном снижении стоимости технологий производства электроэнергии, прежде всего на солнечных и ветряных установках. Несмотря на то что технологический прогресс является непрерывным, его проявлению в данной отрасли характерна скорость, вызванная в том числе низкими финансовыми рисками за счет ускорения роста стоимости электроэнергии вследствие отказа от углеводородов, прежде всего российских.

Отражением текущей тенденции целесообразно считать динамику изменения глобального средневзвешенного значения приведенной стоимости электрической энергии (Levelised Cost of Energy, LCOE), производимой из возобновляемых источников, а также проектной LCOE вновь введенных в эксплуатацию технологий производства электроэнергии из возобновляемых источников в промежутке 2010-2021 годов, которая представлена на рисунке 24.

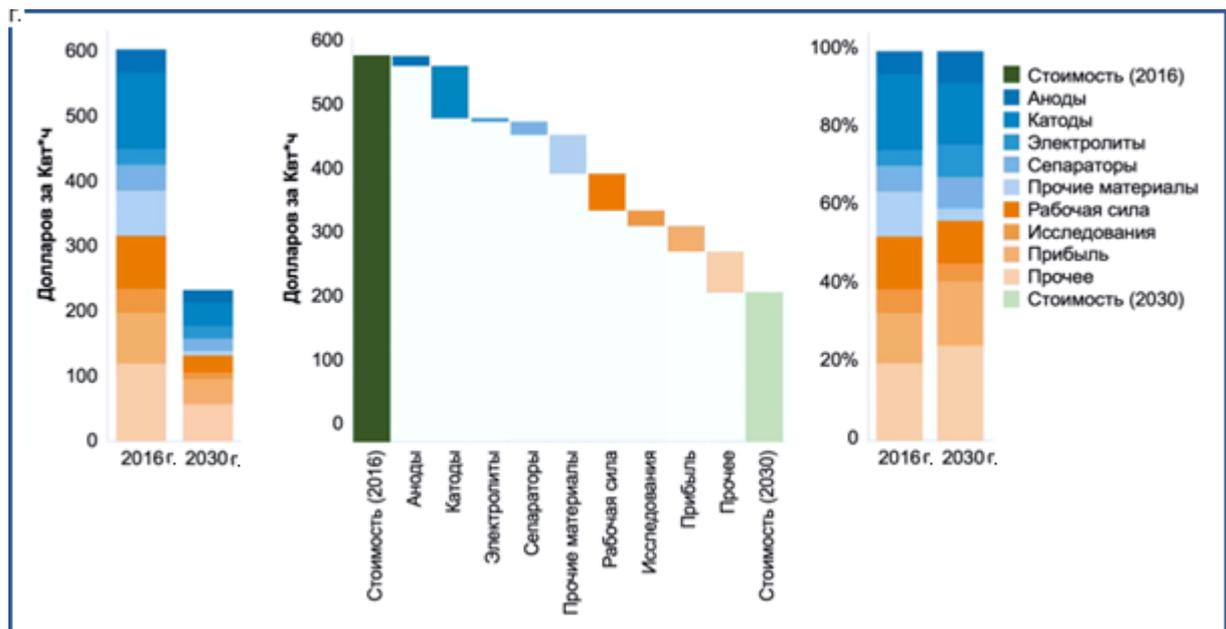


Источник: составлено автором по материалам [125].

Рисунок 24 – Сравнение глобального средневзвешенного значения приведенной стоимости электрической энергии, производимой из возобновляемых источников (2021 г. в сравнении с 2010 г.)

Так, за 10 лет приведенная стоимость генерации электрической энергии посредством солнечных станций снизилась в 9 раз, тогда как ветрогенерация стала дешевле примерно в 3 раза. Аналогичная динамика снижения стоимости производства электроэнергии из возобновляемых источников наблюдается и на более коротком временном отрезке: за один 2021 год показатель мировой средневзвешенной приведенной стоимости электрической энергии ВИЭ в зависимости от применяемой технологии снизился на 13-15%.

Отдельного внимания заслуживает ситуация, разворачивающаяся в сегменте инструментов хранения электроэнергии. Согласно оценке международного агентства IRENA, к 2030 году можно рассчитывать на трехкратное снижение удельной стоимости аккумуляторных систем хранения электрической энергии в сравнении с показателями, актуальными на момент 2016 года, что видно из рисунка 25.



Источник: составлено автором по материалам [126].

Рисунок 25 – Прогноз снижения стоимости литий-ферум-фосфатных аккумуляторных систем накопления электроэнергии

Причин у такого стремительного снижения много – от научного прогресса до конъюнктуры на ресурсных рынках. Впрочем, основу ускорения темпов развертывания критически важных технологий перехода к возобновляемой энергетике, а также привлечения инвестиций с целью

снижения стоимости соответствующих инновационных проектов составляет эффективная и конкурентоспособная национальная инновационная структура. Следует различать несколько ключевых составляющих успешно функционирующей инновационной структуры: поддерживающие технологии, бизнес-модели, устройство рынка и принципы работы системы.

Правильно структурированный процесс инновационного развития обеспечивает участникам системы снижение транзакционных издержек при передаче технологий, а также способствует прямым иностранным инвестициям с созданием частных экосистем. При этом фундаментальное значение представляет стоимость капитала для инвестиционных проектов производства возобновляемой энергии, показатель которой в значительной степени определяет специфику общих затрат на реализацию энергетического перехода.

Поскольку топливная составляющая затрат на производство либо минимальна, либо вовсе отсутствует, фактор цены инвестиционного капитала в проектах ВИЭ остается определяющим при формировании стоимости конечного продукта – электроэнергии.

Стоимость капитала для проектов по возобновляемым источникам электроэнергии различается в зависимости от ряда факторов, наиболее важными из которых являются:

- страновые риски. «Премия за страновой риск» представляет собой общую стоимость сверх безрисковой ставки (обычно стоимость займа правительства США) вследствие оценки политических, институциональных и нормативных рисков государства, в котором обращается капитал;

- риски изъятия. Если доходы от проекта обеспечиваются каким-либо двусторонним договором, предполагаемый риск инвестора в отношении платежеспособности потребителя будет влиять на ожидаемую норму прибыли. К данной категории также относятся регуляторные риски, в случае если покупателем выступает государственный субъект. В сценариях, при которых участие принимают международные девелоперы, может сказываться

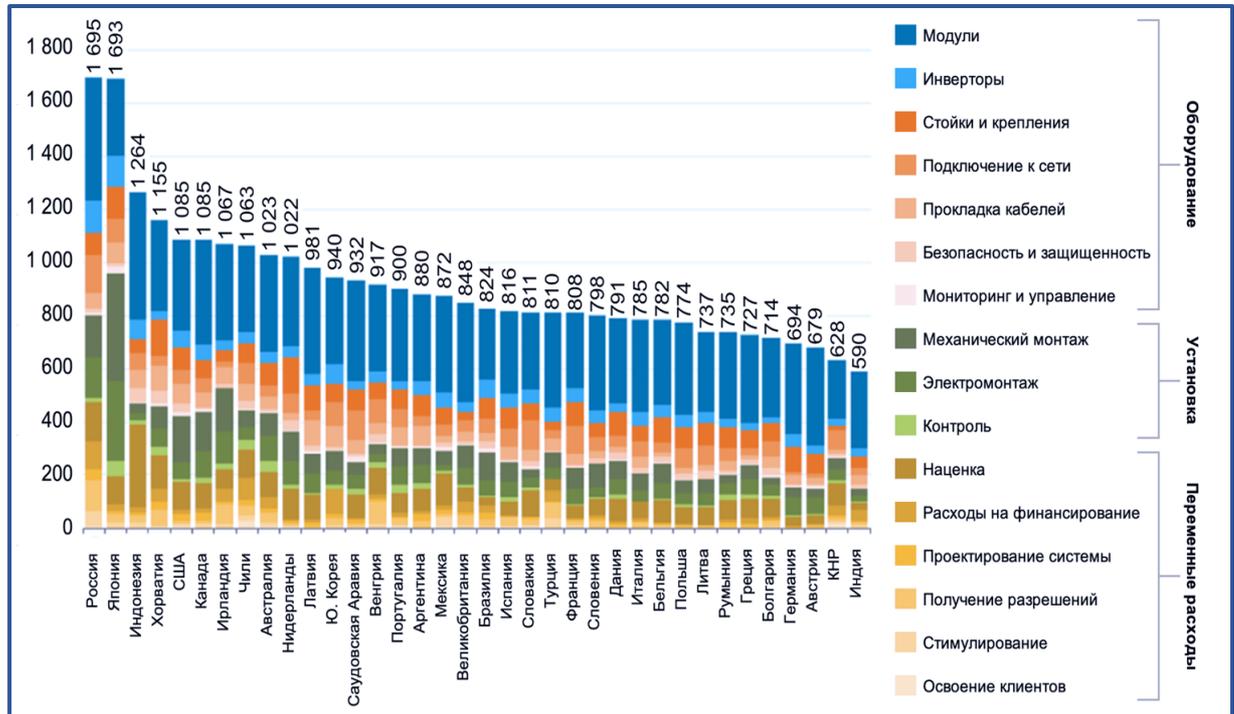
валютный риск, для снижения которого используются инструменты хеджирования;

- технологические риски. Каждая технология имеет уникальный профиль риска, основанный на технологической зрелости, опыте работы на конкретных рынках, квалифицированности разработчика, а также уверенности в дальнейшем доступе к основообразующим ресурсам. Влияют на стоимость капитала и другие факторы, в том числе размер внутреннего финансового рынка, опыт разработчиков, правила распределения затрат и т.д. С учетом решающего влияния доступности дешевого финансирования на темпы мобилизации капитала определяющее значение при формировании направлений государственной политики по декарбонизации и защите крупных энергоемких потребителей будет иметь понимание причин высокого уровня стоимости капитала и методов его снижения.

Средняя стоимость капитала в России остается весьма высокой. Так, анализируя данный показатель в ключевых странах в зависимости от технологии ВИЭ по проектам, реализованным в 2021 году, можно заметить, что Россия отстает от стран – лидеров в сфере использования ВИЭ. Подобная ситуация является следствием множества факторов: санкционных ограничений доступа к финансовым рынкам и передовым технологиям в сфере ВИЭ, высокой стоимости капитала по причине страновых и иных рисков для инвесторов, неразвитости национальных инновационных и инвестиционных структур и пр. Вследствие указанных причин удельная стоимость 1 МВт установленной мощности ВИЭ в России, как правило, значительно выше среднемировой.

Отсутствие четко выстроенной структуры развития ВИЭ проявляется не только в высокой стоимости капитала, но и несопоставимой с зарубежными величинами затрат на ввод 1 МВт мощности промышленной солнечной электростанции по состоянию на 2021 год. Из рисунка 26 следует, что удельные капитальные затраты на строительство 1 МВт солнечной электростанции в России в 2,2 раза выше, чем в Польше и Литве – странах с

похожим климатом и уровнем солнечной радиации, и почти в 3 раза выше, чем в Индии.



Источник: составлено автором по материалам [127].

Рисунок 26 – Оценка затрат на ввод 1МВт мощности СЭС в разных странах по состоянию на 2021 г.

Опыт зарубежных стран по развитию возобновляемой энергетики может дать достаточно информации относительно наиболее эффективных принципов разработки, планирования и осуществления технологической трансформации энергетической системы. Так, по результатам интеграции технологий производства возобновляемой, преимущественно солнечной и ветровой, энергии инструменты ВИЭ перестали быть предметом дорогостоящей, сверхтехнологичной ниши: в настоящее время многие страны мира активно обсуждают возможности для полномасштабного перехода на способы генерации, отличные от традиционных добычи и сжигания углеводородов.

Такой сдвиг технологической парадигмы в энергетике оказался возможен благодаря стремительному масштабированию мероприятий по развертыванию, повышению производительности и снижению затрат

технологий аккумуляции и передачи электроэнергии из внешних источников: если в прошлом инвесторы относились к проектам ВИЭ скептически, прежде всего из-за отсутствия понимания рисков и перспектив данного сектора энергетики, то в настоящее время, на фоне межправительственных инициатив и повышения экономической целесообразности применения инструментов альтернативной генерации, стоимость инвестиционного капитала постепенно снижается. Впрочем, ввиду различных политических и экономических рисков, эта тенденция затрагивает Россию лишь частично.

*Роль публичного и частного секторов в снижении стоимости капитала для реализации программы энергетического перехода*

Различия в стоимости финансирования политики декарбонизации в значительной мере обусловлены нетехническими переменными, среди которых выделяются страновой риск, риск изменения обменного курса и риск изъятия. Как правило, данные риски, являющиеся основным препятствием для мобилизации дешевого капитала, имеют системный характер. Соответственно, их решение и, как следствие, снижение стоимости капитала напрямую зависят от эффективности мер государственной политики, а также новаторских схем финансирования мероприятий по развитию электроэнергетики в парадигме энергетического перехода.

Как уже было отмечено ранее, публичная сторона – государственный сектор не может единолично устранить имеющиеся барьеры. Решающее значение будет иметь форма партнерства между государственным и частным секторами. В этой связи требуется установление тесного сотрудничества между сторонами по конкретным и четко определенным отраслевым задачам, в рамках которых генерируются совместно разработанные планы действий с соответствующей подотчетностью и ответственностью за достижение измеримых результатов.

В данном контексте следует выделить государство, которое должно взять на себя роль катализатора с полномочиями по обеспечению благоприятной и предсказуемой среды принятия долгосрочных инвестиционных решений представителями частного сектора. Речь идет о регуляторной политической основе, обеспечивающей стимулы к принятию решений частными инвесторами и девелоперами в области разработки, финансирования и создания необходимого объема проектов, составляющих проектную базу энергетического перехода. Поскольку финансовые ресурсы государственного сектора с каждым годом становятся более ограниченными ввиду макроэкономических и санкционных обстоятельств, использование государственных ресурсов для активизации инвестиций частного сектора на начальном этапе приобретает особую важность. Так, качественно продуманная система поддержки со стороны государства, призванная снизить риски частных инвесторов и повысить их финансовую отдачу, может сыграть центральную роль в усилиях по адаптации и смягчению последствий энергетического перехода для энергоемкой промышленности.

Обращаясь к зарубежному опыту, можно выделить особенность целеполагания представителей частного сектора в отношении энергетического перехода: имея привлекательные инвестиционные возможности, инвестор будет осуществлять капиталовложения лишь в том случае, если проекты будут соответствовать моделям распределения ресурсов частного сектора для направления их капиталовложений в проекты с подходящими профилями риска и вознаграждения. Адаптируя данную логику к странам с неинвестиционным уровнем, к которым в последние годы относится Россия, выясняется, что основной проблемой для них является отсутствие доступа к дешевому финансированию, поскольку международные институциональные инвесторы с триллионами долларов под управлением часто не могут или не хотят инвестировать в такие рынки. В то же время более мелкие и, следовательно, рискованные проекты,

зачастую полагающиеся на новые технологии декарбонизации, также могут не иметь доступа к необходимому капиталу. В таких случаях совместное финансирование государственного и частного секторов может сыграть важную роль в устранении разрыва между доступностью капитала и затратами, а также потребностями промышленности, разработчиков, инвесторов и государства.

При проработке этой формы кооперации капиталов непременно возникнет развилка: международный капитал против внутреннего и коммерческий – против льготного (концессионного). Внутренние финансовые рынки являются важнейшим источником капитала для финансирования энергетического перехода. Такой статус объясняется тем, что их участниками обеспечиваются диверсифицированные источники финансирования, доступ к местному акционерному капиталу и рынкам корпоративных облигаций, а также столь необходимое для предотвращения валютных рисков и смягчения макроэкономических потрясений финансирование в рублях.

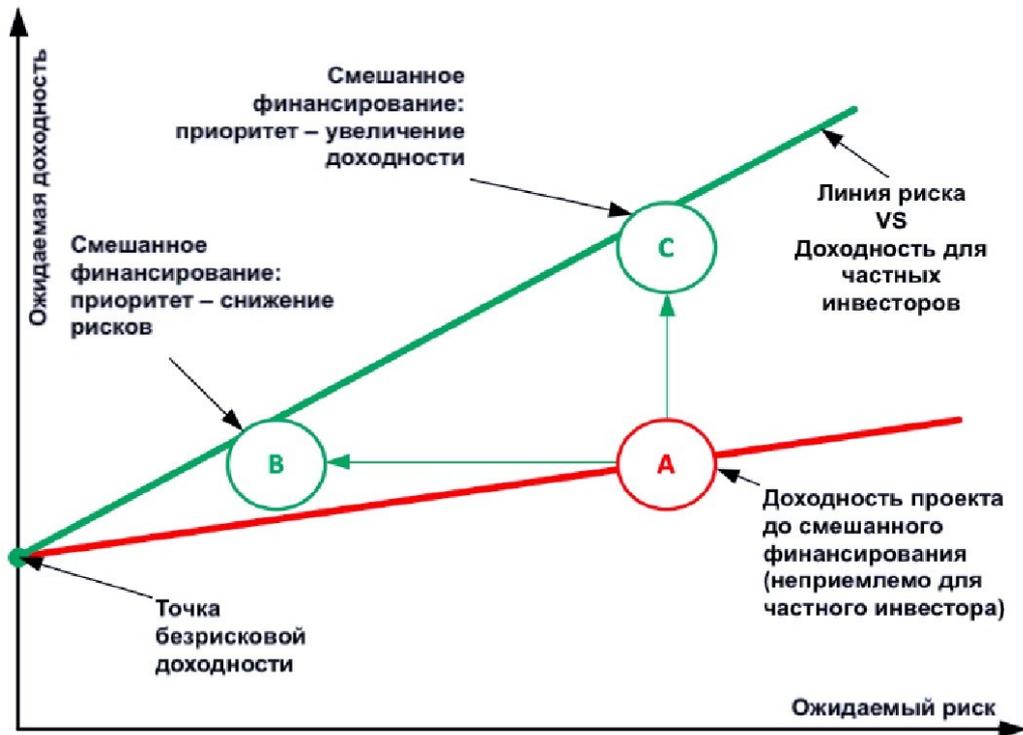
Они также имеют ключевую роль в ситуации, когда, с одной стороны, международные институциональные инвесторы неохотно вкладывают средства в проекты, с другой – местные инвесторы или кредиторы: банки, пенсионные фонды и страховые компании – сами не участвуют в финансировании проектов. Проявление такой ситуации особенно заметно в энергетической отрасли. Так, несмотря на то что, например, в 2021 году активы глобальных пенсионных фондов составляли 56,6 трлн долл., а мировой страховой сектор управлял 41,6 трлн долл., представители данных сфер, институциональные инвесторы, неохотно вкладывают средства в мелкомасштабные или потенциально убыточные проекты, а также инвестируют в страны низкого инвестиционного уровня. Международных игроков, как правило, беспокоит асимметрия информации об оценке рисков таких проектов на рынке [128].

Различие между коммерческим и концессионным капиталом заключается в оперативности возврата капитала. Энергетический переход включает в себя важные проекты, которые требуют баланса между риском и доходностью инвестиций. В таком случае далеко не все проекты, необходимые для достижения глобального энергетического перехода, могут обеспечить возврат вложений с прибылью. К тому же таким проектам характерен относительно небольшой масштаб.

Учитывая ограниченность государственного финансирования таких проектов, именно частный сектор должен внести масштабный вклад, чтобы сделать энергетический переход реальностью. Впрочем, сперва необходимо адаптировать проекты к требованиям институциональных инвесторов, для чего целесообразно применить механизм смешанного финансирования, цель которого заключается в привлечении капитала частного сектора для тех проектов, в которых он необходим и может способствовать удешевлению дальнейшего финансирования [129].

Специфика применения смешанного финансирования состоит в том, что государство и институциональные инвесторы предоставляют капитал на льготных условиях с целью изменения соотношения риска и доходности инвестиций таким образом, чтобы поставщики частного капитала были заинтересованы в осуществлении вложений своих коммерческих средств на рыночных условиях. Полученная структура сочетает в себе оба типа капитала – коммерческий и льготный – и позволяет каждой стороне сделки достигать конкретных целей.

Безусловно, такой подход требует высокого уровня структурированности, определяющего приемлемые профили риска и доходности для институциональных инвесторов, при которых они могли вкладывать капитал в эти проекты. Достичь такого состояния можно либо снижением рисков, либо, что сложнее, повышением доходности; иногда это достигается с помощью комбинации обеих мер, как это проиллюстрировано на рисунке 27.



Источник: составлено автором.

Рисунок 27 – Структурирование смешанного финансирования для управления доходностью и рисками проектов

Дополняя схематичное представление предлагаемого подхода к структурированию финансирования, надо отметить, что базовыми инструментами снижения рисков могут быть как гарантии определенного уровня риска и возмещения первоначальных убытков, так и механизмы грантовой поддержки, технического сопровождения, использования субординированного долга (такого, который значитсЯ после других долгов, если компания ликвидируется или банкротится: долг называется подчиненным, поскольку поставщики долга имеют статус подчиненных по отношению к обычному долгу) или младших акций (тех, что не дают своим держателям право голоса или дают неполное право голоса и участия в дивидендах, не обладают полной ликвидностью и подлежат обмену на обычные акции лишь в будущем, при условии что компания достигнет определенных успехов).

Предложенный подход может включать различные источники капитала – коммерческого и льготного – для финансирования устойчивой

инфраструктуры в зависимости от цикла развития инвестиционных проектов энергетического перехода. Графическая интерпретация концептуальной взаимосвязи между коммерческим и льготным (концессионным) капиталами, которая меняется по мере того, как проект проходит ранние этапы разработки и подготовки, продвигается через формирование и строительство, переходит к фазе функционирования и в конечном итоге уходит с рынка (через соответствующие стратегии выхода), представлена на рисунке 28.



Источник: составлено автором.

Рисунок 28 – Изменение пропорции между частным (коммерческим) и льготным (концессионным) капиталом при реализации проектов

Ранняя стадия разработки проекта, сопряженная с высоким уровнем риска, может обеспечиваться поставщиками капитала на льготных условиях посредством грантов или технической помощи. Впоследствии концессионные и коммерческие поставщики капитала могут участвовать в инвестициях в акционерный капитал на ранней стадии для оплаты юридических и других начальных расходов. Ожидается, что поставщики коммерческого капитала возьмут на себя инициативу лишь после того, как проект выйдет на этап строительства. Наконец, на этапах эксплуатации и обслуживания стороны совместно контролируют ход проекта.

Помимо схемы смешанного финансирования существуют и другие подходы к снижению рисков и, как следствие, стоимости капитала при

финансировании программы энергетического перехода. Исходя из задач, поставленных в рамках данного исследования, ограничимся анализом механизма стимулирования инвестиций в энергетический переход посредством смешанного финансирования эмиссии зеленых облигаций. Являясь одной из форм ответственного инвестирования, при котором выбор ценных бумаг основывается на экологических, социальных и управленческих факторах, данный инструмент выпускается для финансирования экологических проектов, включая те, что нацелены на снижение объема выбросов CO<sub>2</sub>.

Концептуально зеленые облигации не отличаются от обычных, являясь долговыми бумагами с фиксированным доходом: инвестор на определенный срок представляет собственные средства эмитентам – организациям, выпустившим облигации. Особенностью такого долгового механизма является статья финансирования – улучшение экологической обстановки и минимизация наносимого природе вреда за счет реализации следующих мероприятий:

- общая адаптация к изменению климата;
- развитие возобновляемых источников энергии;
- повышение поглощающей способности лесов путем устойчивого управления лесами и сельскохозяйственными землями;
- внедрение электротранспорта и пр.

Чтобы получить официальный статус зеленых, выпуск облигаций должен соответствовать особым принципам – Green Bond Principles (GBP) – международной ассоциации рынков капитала International Capital Markets Association (ICMA) либо удовлетворять требования организации Climate Bonds Initiative. Подтвердить «устойчивость» облигаций должен внешний эксперт – компания-верификатор: в том случае, если в рамках независимой проверки не возникает вопросов к пользованию средствами, процессу отбора проектов и отчетности, облигации могут считаться зелеными. Однако и после

выхода бумаг на рынок эмитенты должны регулярно сообщать о тратах и прогрессе проводимых природоохранных работ [130].

В 2007 году Европейский инвестиционный банк выпустил первую «экологическую» облигацию под названием Climate Awareness Bonds – средства предназначались для финансирования проектов в области альтернативных источников энергии и повышения энергоэффективности. Годом позже Международный банк реконструкции и развития инициировал запуск облигаций, которые впервые носили статус зеленых (Green Bonds). Затем подобные бумаги стали выпускать и другие наднациональные институты и банки развития. Перелом наступил в 2013 году, когда с зелеными бондами на рынок вышли крупные компании [131].

С тех пор темпы выпуска подобных облигаций неуклонно растут: по оценке международной организации Climate Bonds Initiative, совокупный объем эмиссии зеленых облигаций с 2007 по 2020 год достиг 1,1 трлн долл., хотя еще в 2012 году эта сумма не превышала 3,1 млрд долл. Среди регионов по выпуску зеленых облигаций выделяется Европа с объемом 432,5 млрд долл., на втором месте располагается Северная Америка (237,6 млрд долл.), на третьем – Азиатско-Тихоокеанский регион (219,3 млрд долл.) [132].

В России тренд на ответственное инвестирование только зарождается, но первые шаги уже сделаны. Так, дебютный выпуск официальных зеленых бондов состоялся в 2018 году: компания «Ресурсосбережение ХМАО» разместила на Московской бирже выпуск облигаций объемом 1,1 млрд руб. Средства привлекались на создание межмуниципального полигона для размещения, обезвреживания и обработки твердых коммунальных отходов в Нефтеюганском районе. По оценкам зарубежных экспертов, бумаги соответствуют зеленым принципам GBP. В 2019 году они попали в международный реестр Environmental Finance Bond Database, а затем и базу Green, Social and Sustainability Bond Database [133].

Первой российской компанией, разместившей зеленые облигации на внешнем рынке, стало ОАО «РЖД»: выпуск был проведен в мае 2019 года, а

его объем составил 500 млн евро. Предполагается, что зеленые деньги пойдут на финансирование кредитов, привлеченных на покупку электровозов и пассажирских поездов «Ласточка» [134].

Летом 2019 года на Московской бирже появился отдельный сектор «Устойчивое развитие», который включает перечень торгуемых зеленых и социальных облигаций. В настоящее время инвесторам доступны зеленые бонды от московского девелопера ФПК «Гарант-Инвест», финансового общества «Русол 1», банка «Центр-Инвест» и транспортной компании ООО «ТКК». Кроме того, на Московской бирже впервые состоялся выпуск субфедеральных зеленых облигаций: правительство города Москвы разместило их в объеме 70 млрд руб. Полученные средства власти намерены направить на реализацию проектов по снижению выбросов углекислого газа и загрязняющих веществ от автотранспорта: заменить автобусный парк города на электробусы, построить новые станции метро и отреставрировать старые с учетом требований повышенной энергоэффективности [135].

По оценкам экспертов, к 2023 году суммарный объем зеленых кредитов в России составил порядка 1,85 трлн руб., тогда как объем выпущенных целевых облигаций в формате устойчивого развития российских компаний и их иностранных дочерних предприятий за три года оценивается в более чем 524 млрд руб. Как правило, такие облигации ориентированы на транспортный, промышленный и энергетический сектора, на нужды устойчивого развития которых в 51 регионе России было привлечено более 223 млрд руб. [136].

Одной из особенностей зеленых облигаций для инвесторов является возможность получения налоговых льгот, применяемых для повышения инвестиционной привлекательности данного инструмента при относительно низком влиянии на состояние государственных финансов. Существует несколько типов налоговых стимулов, которые государство может ввести в действие для поддержки выпуска зеленых облигаций – предоставлены они могут как инвестору, так и эмитенту:

- облигации с налоговым кредитом. Инвесторы, использующие зеленые облигации, вместо процентных платежей получают налоговые льготы, благодаря чему эмитентам не нужно платить проценты по выпуску зеленых облигаций. Применение такой практики можно найти и в энергетической отрасли, например программы федерального правительства США по облигациям чистой возобновляемой энергии (CREB) и квалифицированным облигациям энергосбережения (QECB), которые позволяют муниципалитетам в целях производства чистой энергии и повышения энергосбережения выпускать налогооблагаемые облигации, 70% купона которых обеспечивается за счет налогового кредита или субсидии держателю облигаций от федерального правительства [137];

- облигации прямого субсидирования. Эмитенты облигаций получают от властей денежные послабления для субсидирования чистых процентных платежей;

- облигации, не облагаемые налогом. Инвесторы не должны платить подоходный налог с процентов, благодаря чему эмитент может получить более низкую процентную ставку.

Таким образом, практическая польза зеленых облигаций состоит в ряде преимуществ:

- государство получает гарантию на выполнение нужного проекта, направленного на снижение выбросов CO<sub>2</sub> или их абсорбцию;
- эмитент получает средства на льготных условиях;
- инвестор получает возможность генерирования необлагаемого налогом дохода.

Со временем также набирает популярность другой путь снижения издержек крупных энергоемких потребителей – субсидирование части затрат на электроэнергию, а также компенсация издержек от формирования новой энергетической инфраструктуры из средств государственного декарбонизационного фонда, который пополняется из средств сбора углеродных платежей внутри страны.

Один из вариантов ограничения роста цен для промышленности предполагает заключение контролируемые государством электрогенерирующими компаниями, производящими чистую электроэнергию (в Российской Федерации к таким можно отнести концерн «Росэнергоатом», ПАО «РусГидро» и др.), регулируемых долгосрочных договоров поставки электрической энергии и мощности по дисконтированным ценам с поэтапным приближением к рыночным в течение 3-5 лет. Такого рода договоры должны касаться ограниченного объема электроэнергии и заключаться с теми энергоемкими потребителями, которые испытывают исключительные трудности с адаптацией к росту стоимости электроэнергии, характеризующиеся невозможностью осуществления бесперебойного функционирования и, как следствие, обеспечения отраслей стратегического и социального значения. В России такая практика пока не применяется.

Еще одной формой субсидирования может стать региональная дифференциация количества эмитируемых государством бесплатных углеродных сертификатов в пределах общего странового лимита на совокупный объем выбросов в соответствующем году в зависимости от поглощающей способности лесов конкретного региона. Учитывая, что крупная энергоемкая промышленность Российской Федерации сосредоточена в основном за Уралом, в регионах, изобилующих лесами с высокой способностью поглощать углерод, рост стоимости электрической энергии для потребителей этих регионов в связи с энергетическим переходом окажется более низким. Кроме того, такой подход будет экономически стимулировать релокацию энергоемких производств из европейской части страны и Урала в регионы с дешевой чистой энергией. Подробное описание такого метода адаптации к условиям энергетического перехода будет приведено в следующем параграфе.

### **3.2 Меры, обеспечивающие адаптацию крупных энергоемких потребителей к последствиям энергетического перехода**

Решение вопроса 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 обеспечиваться усилиями как государства, так и представителями частного бизнеса.

Крупными промышленными предприятиями, заинтересованными в снижении углеродного следа и ориентированные на экспорт своей продукции, с целью достижения наиболее приемлемых для себя экономических условий, будут задействованы следующие модели поведения:

- 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 этой стратегии бизнесу удастся избежать экономических споров с государством, однако придется подстраиваться под имеющиеся условия с целью нивелирования экономического ущерба от выбранного курса политики декарбонизации в электроэнергетике.

Обе стратегии имеют свои достоинства и недостатки, что говорит о необходимости совершенствования подходов к влиянию на цену для крупных энергоемких потребителей. Следует отметить, что адаптивный подход применим в условиях любой экономической системы, что подтверждается историей индустриализации и электрификации России в прошлом веке. Так, ключевые этапы (волны) индустриализации России и СССР имеют ярко выраженные ресурсно-географические особенности – энергоемкая промышленность стремилась за дешевающей энергией:

- волна 1 – начало XX века. Начальный этап освоения энергетического потенциала европейской части страны, характеризующийся использованием местных ископаемых видов топлива и привязкой генерации к существовавшим ранее промышленным производствам;

- волна 2 – вторая четверть XX века. Строительство энергопромышленных комплексов в европейской части России и размещение новых крупных энергоемких производств в зоне Урала. Основным источником первичной энергии – уголь уральского региона и ГЭС в европейской части России;

- волна 3 – третья четверть XX века. Строительство энергопромышленных комплексов в Западной и Центральной Сибири, сопровождающееся размещением новых крупных энергоемких производств в указанных регионах. Связана с освоением сибирских рек и разработкой месторождений угля и газа;

- волна 4 – 1960-1980 годы. В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке строятся крупные ГЭС и современные угольные электростанции с опережением относительно размещения промышленных производств. Четвертую волну следует рассматривать как незавершившуюся – значительная часть гидропотенциала ГЭС остается невостребованной промышленными потребителями [138].

Сейчас тенденция сохраняется: новые энергоемкие производства размещаются ближе к востоку страны, рядом с крупными ГЭС, а крупные энергоемкие предприятия, созданные в европейской части страны и на Урале в середине прошлого века, постепенно перепрофилируются или закрываются.

В данной связи целесообразно исследовать мировой опыт. Так, компании из стран, в которых определены количественные обязательства по сокращению выбросов, мотивированы переносить производства со значительным углеродным следом в развивающиеся страны, так называемые гавани загрязнения, где таких обязательств нет, а затем импортировать продукцию обратно. По такой схеме порядка 25-30% общемировых выбросов

импортируются и экспортируются из страны в страну. Европейский союз является чистым импортером углерода, основными экспортерами CO<sub>2</sub> в ЕС являются США, Китай и Россия. Впрочем, со временем реализация такой практики ограничивается, прежде всего благодаря расширению сферы влияния систем трансграничного углеродного регулирования.

Ярким примером влияния декарбонизации на изменение географии размещения мощностей энергоемких потребителей электроэнергии в мире является индустрия обработки цифровых данных, в частности сеть криптовалюты Bitcoin. С ростом популярности Bitcoin потребление электроэнергии на обслуживание операций данной сети неизменно растет, как видно на рисунке 29; в 2022 году оно составило порядка 140 млрд кВт·ч.



Источник: составлено автором по материалам [139].

Рисунок 29 – Совокупное электропотребление в сети Bitcoin с 2016 г. по 2022 г.

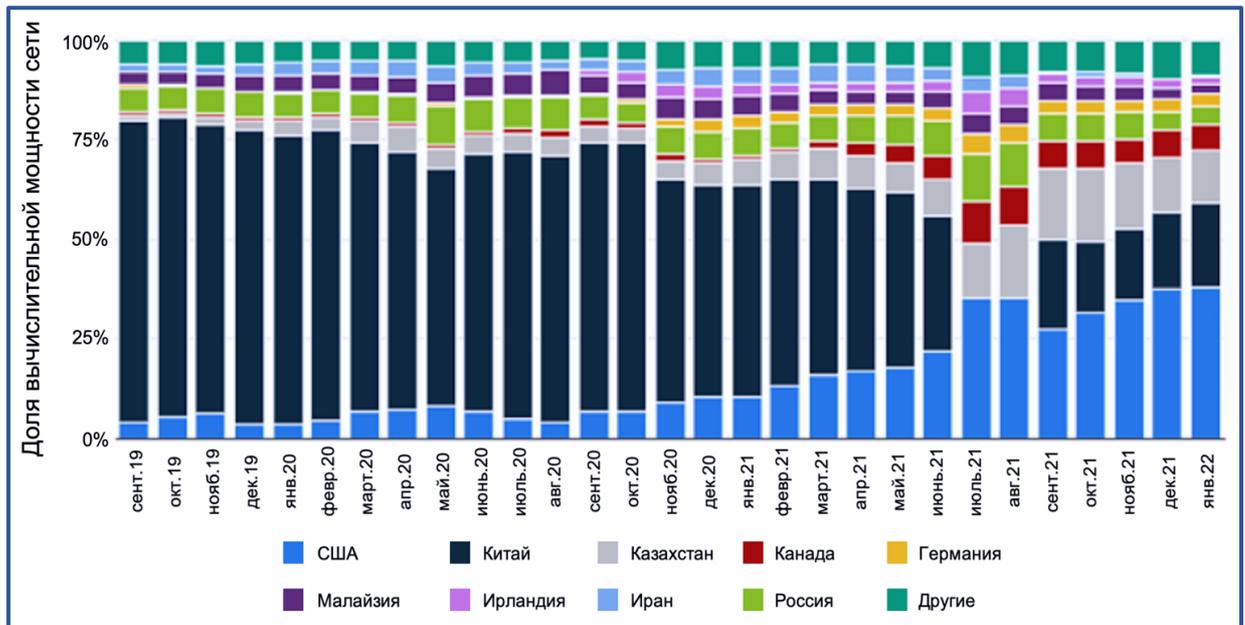
Совокупное электропотребление сети Bitcoin уже превышает электропотребление многих не только развивающихся, но и развитых стран, а также сопоставимо с электропотреблением глобальных компаний. В таблице 19 представлено сравнение электропотребление сети Bitcoin с потреблением отдельных компаний, отраслей и целых стран.

Таблица 19 – Сопоставление электропотребления сети обработки данных Bitcoin, отдельных стран и крупных потребителей

Страна, регион или потребитель	Население, в миллионах человек	Годовое потребление электроэнергии, в миллиардах киловатт в час
Китай	1443	6543
США	330	3989
Все мировые центры обработки цифровых данных	-	205
Штат Нью-Йорк (США)	19,3	161
Сеть Bitcoin	-	129
Норвегия	5,4	124
Бангладеш	165,7	70
Компания RUSAL	-	67
Корпорация Google	-	12
Корпорация Facebook	-	5

Источник: составлено автором по материалам [140].

До недавнего момента одним из региональных лидеров в размещении мощностей по обработке данных в сети Bitcoin был Китай. Тем не менее в 2021 году после запуска национальной ETS, предполагающей масштабные мероприятия по декарбонизации в разрезе производства электроэнергии, в том числе за счет снижения нагрузки на угольные электростанции и максимальную загрузку ГЭС, в КНР были приняты административные меры, которые привели к перемещению центров обработки данных (далее – ЦОД) сети Bitcoin в другие регионы, в частности в Казахстан, Канаду, Россию и США. Причем в США и Канаде, с учетом того, что стоимость электроэнергии является критически важной для успешного бизнеса в обработке данных в сети Bitcoin, большинство ЦОД размещены в регионах, где в структуре генерации преобладают ГЭС, причем форма партнерства зачастую предполагает заключение долгосрочных хеджирующих договоров на поставку электроэнергии. В таких условиях на 2022 год в США достигнута наибольшая концентрация мощностей ЦОД сети Bitcoin – 33% общемировой вычислительной мощности рассматриваемой сети, что можно увидеть на рисунке 30 [141].



Источник: [142].

Рисунок 30 – Динамика размещения вычислительных мощностей ЦОД сети Bitcoin в странах мира с 2019 г. по 2022 г.

Универсальность и экономическая целесообразность такой стратегии подтверждается процессами географического перераспределения производств, чувствительных к стоимости электроэнергии, в 2013-2022 годах. Производства, до недавних пор представленные на западе России, перемещаются в восточные регионы, то есть из зоны с большей долей ТЭС в региональной структуре генерации электроэнергии в зоны с большей долей ГЭС, что приводит к общему снижению выбросов парниковых газов в стране.

Среди наиболее ярких примеров применения данной стратегии выделяются преобразования ОК «РУСАЛ», в результате которых была прекращена деятельность крупных промышленных предприятий по производству алюминия и глинозема в экономически неблагоприятных регионах с параллельным строительством заводов в Сибири, где высока доля чистой и сравнительно недорогой электроэнергии. Другой пример – перемещение центров обработки данных и майнинговых ферм по генерированию криптовалюты из центральных регионов России в Сибирь, в основном в Иркутскую область как территорию с самой низкой стоимостью электроэнергии в стране.

Это в совокупности с ростом потребления электроэнергии населением привело к возникновению дефицита электрической мощности в Сибири. Данные обстоятельства вынуждают Правительство Российской Федерации принимать как регуляторные меры по ограничению деятельности майнинга криптовалюты, так и меры по привлечению инвестиций в строительство дополнительной генерации и электросетей. Ограничительные регуляторные меры должны сдерживать рост перекрестного субсидирования, бремя которого несет на себе промышленность. При проведении конкурсов на строительство новых мощностей для покрытия возникающего дефицита Правительством Российской Федерации также могут приниматься решения, перекладывающие бремя нагрузки по компенсации капитальных затрат в объеме заявленного спроса на инициатора дефицита мощности.

Соответствующая практика была применена при проведении конкурса по строительству Ленской ТЭС на 600 МВт в 2022 году. Вместе с тем Правительством Российской Федерации Распоряжением от 09.06.2017 № 1209-р утверждена Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года [143]. В декабре 2022 года правительством был определен перечень из восьми ГЭС / ГАЭС, подлежащих строительству в первоочередном порядке, шесть из которых расположены в Сибири. Соответствующие дополнения были внесены в указанную Генеральную схему Распоряжением Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 4384-р [144]. С учетом политики государства, направленной на реализацию наиболее проработанных проектов сооружения крупных ГЭС, прогнозируемый дефицит мощности в Сибири целесообразно покрывать за счет строительства указанных ГЭС. Таким образом, будет снижаться общий углеродный след в энергосистеме и углеродные выбросы как промышленных потребителей, так и прочих потребителей электроэнергии, находящихся во второй ценовой зоне Сибири.

В совокупности такой подход государства, сочетающий инвестиционные процессы, регуляторные климатические требования,

тарифную и социальную политику, способствует защите крупных энергоемких потребителей от чрезмерной дополнительной финансовой нагрузки за счет синергетического эффекта.

В контексте анализа механизмов адаптации крупных промышленных потребителей к энергопереходу можно выделить применение Правительством Российской Федерации новых подходов к процессу привлечения инвестиций в строительство генерации в отдельных неблагоприятных с точки зрения экологии регионах. Так, на территории Красноярского края и, в частности, в самом г. Красноярске сосредоточено большое количество энергоемких промышленных потребителей. Вопрос сокращения загрязняющих выбросов промышленных предприятий давно находится в фокусе внимания Правительства Российской Федерации. При этом географическое положение города создают дополнительные препятствия для естественного поглощения углеродных и прочих выбросов окружающими лесами.

В силу указанных причин улучшение климатической ситуации для каждого промышленного потребителя данного региона было бы экономически невозможно в силу крайне высоких затрат на перестройку технологического процесса и – самое главное – строительство собственных низкоуглеродных источников электроэнергии. Невыполнение экологических требований потенциально приведет к необходимости закрытия части предприятий. Кроме того, отсутствие магистрального газа на территории Красноярского краякратно усложняет проблему наличия низкоуглеродной генерации электроэнергии.

С учетом данных факторов на заседании Правительственной комиссии по вопросам развития электроэнергетики (далее – Правительственная комиссия) в 2019 году был проведен дополнительный внеконкурсный отбор проектов модернизации генерирующих объектов общей установленной мощностью 1783 МВт. Стоимость таких объектов составляла 63,5 млрд руб. в ценах 2019 года, что соответствовало почти половине общей стоимости всех отобранных на 2022-2024 годы проектов модернизации ТЭС.

Таким образом, были отобраны сверхдорогие проекты модернизации Красноярских ТЭЦ-1 и ТЭЦ-3. Заявленные удельные капитальные затраты на модернизацию Красноярской ТЭЦ-3 составляли 124 115,4 руб./кВт. Данная величина:

- в 1,8 раза превышает средние удельные капитальные затраты на строительство 1 кВт установленной мощности объекта ветрогенерации, отобранного по итогам отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии;

- в 1,6 раза превышает средние удельные капитальные затраты на строительство 1 кВт установленной мощности объекта солнечной генерации, отобранного по итогам отборов инвестиционных проектов по строительству генерирующих объектов, функционирующих на основе использования ВИЭ;

- в 1,13 раза превышает удельные капитальные затраты на строительство нового блока АЭС.

На Правительственной комиссии в соответствии с предложениями Министерства энергетики Российской Федерации дополнительный отбор проектов осуществлялся по комплексному критерию, который обеспечивает высокий приоритет для проектов, востребованных по экологии, несмотря на значительно завышенные капитальные затраты.

Таким образом, решение о централизованном финансировании объекта модернизации снижает общие совокупные затраты каждого из предприятий промышленности при улучшении показателей углеродных выбросов в данном регионе и снижает общий углеродный след энергосистемы.

Кроме того, минимизация углеродного следа в энергосистеме учитывается Правительством Российской Федерации при определении перспективной структуры баланса различных видов генерации.

С учетом поручения Президента Российской Федерации в 2021 году внесены изменения в Государственную программу «Развитие атомного энергопромышленного комплекса» [145], предполагающие увеличение доли

выработки электроэнергии на АЭС на 5% к 2045 году. Согласно программе, все мероприятия указаны в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года. При запуске новых перспективных энергоблоков АЭС решается комплексная задача минимизации углеродного следа в ЕЭС и недопущения скачкообразной нагрузки инвестиционного характера для крупных энергоемких потребителей в энергосистеме в результате энергоперехода – увеличения доли низкоуглеродной генерации.

Аналогично можно оценивать решение Правительства Российской Федерации и Министерства энергетики Российской Федерации в части развития отечественных технологий производства электроэнергии на основе газотурбинных и парогазовых установок. В рамках работы по импортозамещению иностранного оборудования по производству электроэнергии было принято Постановление Правительства Российской Федерации от 29.06.2020 № 948 [146], в соответствии с которым в апреле 2021 года был проведен конкурс на модернизацию генерирующих объектов тепловых электростанций, предусматривающих установку газовых турбин, относимых к образцам инновационного энергетического оборудования, с вводом в эксплуатацию в 2027-2029 годах [147]. Перечень отобранных проектов представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Перечень отобранных проектов модернизации ТЭС с применением инновационного энергетического оборудования

Субъект Российской Федерации	Наименование участника оптового рынка	Наименование генерирующего объекта (условной ГТП)	Установленная мощность после реализации модернизации, в мегаваттах	Капитальные затраты на реализацию проекта, в рублях	Начало поставки
1	2	3	4	5	6
Ростовская область	ПАО «ОГК-2»	Новочеркасская ГРЭС (ПГУ-324 (2))	324	21 671 081 598,42	01.07.2027
Ростовская область	ПАО «ОГК-2»	Новочеркасская ГРЭС (ПГУ-170 (1))	165	11 040 963 512,37	01.07.2027
Московская область	АО «ИнтерРАО – Электрогенерация»	Каширская ГРЭС ПГУ	896,4	63 125 808 021,37	01.01.2028

Продолжение таблицы 20

1	2	3	4	5	6
Саратовская область	ПАО «Т Плюс»	Саратовская ТЭЦ-2 (ГТУ-11, ТГ-12)	115	8 678 751 502,42	01.04.2028
Пермский край	ПАО «Т Плюс»	Пермская ТЭЦ-14 (ГТУ-1, ТГ-5)	105	8 208 284 409,76	01.04.2028
Итого				112 724 889 044,34	

Источник: составлено автором по материалам [148].

Такой подход по решению проблемы технологического характера – производства и эксплуатации отечественных газовых турбин – также обеспечивает снижение углеродного следа в ЕЭС, так как последующая замена угольных технологий на газовые обладает существенным экологическим эффектом. Так, для угольных ТЭС удельные выбросы составляют 730-810 кг CO<sub>2</sub>/МВт·ч, а для ПГУ – 380-400 кг CO<sub>2</sub>/МВт·ч.

Таким образом, промышленные потребители, оплачивая модернизацию энергосистемы, одновременно будут снижать углеродный след ЕЭС в долгосрочной перспективе.

### **3.3 Факторы корпоративного управления, способствующие переходу к низкоуглеродной энергетической парадигме**

Несмотря на обилие стратегий поведения и сценариев развития декарбонизации экономики России и ее промышленных отраслей, государству и представителям частного сектора следует планировать мероприятия не по отдельным отраслям, а по всем зонам и участникам экономической деятельности в совокупности. Действия по ключевым направлениям совместной деятельности можно подразделить на три основных типа: управление, энергопотребление, энергоснабжение и энергосбережение.

*Действия в области управления.* Характер таких мер можно идентифицировать как всеобъемлющий и стратегический, поскольку они касаются изменения структуры управления компанией в целях повышения эффективности разработки и реализации стратегии в области

энергоэффективности и декарбонизации. Можно выделить следующие мероприятия:

- формирование отдельного подразделения, занимающегося разработкой и актуализацией стратегий в области энергоэффективности и декарбонизации;
- возложение ответственности на внутреннего специалиста по вопросам энергоэффективности для гарантии определения и достижения реалистичных результатов общей стратегии;
- расширение ответственности за решения, связанные с энергоэффективностью, на уровне руководителей высшего звена компании;
- приведение ключевых KPI энергоэффективности и декарбонизации в соответствие с общими KPI руководства компании;
- интеграция мер декарбонизации во всех звеньях цепи поставок для снижения содержания углерода в производимых товарах;
- обеспечение взаимодействия с потребителями / клиентами по вопросам проведения декарбонизации для общего снижения углеродного следа от деятельности компании;
- формирование в рамках основного производственного процесса собственных улучшений существующих технологических процессов или адаптация технологических процессов конкурентов через существующий перечень наилучших доступных технологий.

Отечественные энергоемкие потребители уже реализуют указанные меры. Анализ существующей корпоративной структуры управления крупнейших компаний металлургического, нефтегазового и нефтехимического секторов показывает, что деятельность компаний осуществляется с учетом вопросов, связанных с климатической повесткой и нацеленностью на сокращение выбросов от промышленной деятельности. Вопросы повестки устойчивого развития учитываются на всех уровнях корпоративного управления – от советов директоров до менеджмента, что отражено на рисунке 31.



Источник: составлено автором.

Рисунок 31 – Управление вопросами изменения климата в компании «РУСАЛ»

*Действия в области энергопотребления.* Принимаемые энергоемкими потребителями меры в данном случае направлены на уменьшение потребления энергоресурсов – электрической энергии или углеводородов. Помимо снижения затрат на энергоснабжение, уменьшение потребления энергоресурсов также опосредованно снижает прямые и косвенные удельные выбросы углерода в атмосферу.

Стандартные решения в части управления энергопотреблением предполагают:

- замену и модернизацию устаревшего оборудования. Такой подход является стандартной формой повышения энергоэффективности промышленного объекта. При этом сами мероприятия по повышению энергоэффективности могут включать как комплексную замену электрооборудования на предприятии на энергосберегающее, так и замену основного производственного оборудования на более совершенное, вплоть до изменения циклов производства;

- применение самообучающихся интеллектуальных систем управления нагрузкой или предусмотренных законодательством инструментов оптимизации нагрузки, к примеру механизма ценозависимого снижения

потребления. Автоматизированные системы управления технологическими процессами вкупе с интеллектуальными системами управления позволяют использовать данные мониторинга процессов для создания оптимальных профилей потребления электроэнергии. Функционирующий на оптовом рынке электрической энергии и мощности инструментарий оптимизации профилей потребления позволяет существенно снизить стоимость приобретаемой в течение дня электроэнергии;

- частичную или полную электрификацию парка транспортных средств крупных промышленных предприятий. Хотя она и не приведет к снижению электропотребления производства, но вместе с тем позволит существенно снизить выбросы углеродов на предприятиях с большим числом часов использования дизельных или мазутных двигателей (локомотивов, карьерных самосвалов и экскаваторов, драг). Сокращение прямых выбросов от двигательных установок в сочетании с интеллектуальными системами зарядки позволит сохранить оптимум экономической эффективности таких решений. Примером внедрения подобных решений является опыт горнодобывающей компании Rio Tinto plc. по замене дизель-электрических маневровых локомотивов для перевозки угля на электрические аккумуляторные;

- оптимизацию производственного процесса. Такие решения направлены на минимизацию энергетических затрат основного производства, в том числе путем поиска возможности использования отходов производства в качестве сжигаемого топлива. Несмотря на то, что сжигание отходов производства в энергетических установках соответствующего производственного комплекса зачастую снижает топливные затраты предприятия, одновременно с этим следование принципам устойчивого развития и снижения выбросов в атмосферу потребует существенной модернизации систем очистки выбросов, ввиду того что побочные продукты и отходы производства гораздо более токсичны по сравнению с традиционными видами топлива [149].

*Действия в области энергоснабжения.* Основным направлением решений соответствующего комплекса действий является сокращение объема косвенных выбросов в совокупном углеродном следе продукции крупного энергоемкого потребителя. К типовым решениям относятся:

- переход на собственные низкоуглеродные источники энергоснабжения предприятия. Вместе с тем следует отметить, что все типичные ограничения низкоуглеродных технологий производства электроэнергии будут ограничивать и возможности установок таких предприятий. Более того, все низкоуглеродные технологии требуют выделения обширных земельных участков для размещения, что для крупных промышленных предприятий в крупных агломерациях может стать основным ограничением;

- переход на низкоуглеродное тепло. Высокие затраты предприятий на отопление, равно как и высокие тепловые потери характерны для крупных российских промышленных предприятий, в том числе ввиду специфики климата. Еще более характерно для российской крупной промышленности наличие собственных источников теплоснабжения – угольных котельных. В качестве одного из направлений по оптимизации затрат на теплоснабжение с учетом необходимости сохранения низкого уровня выбросов производства следует рассматривать оптимизацию схемы теплоснабжения. Наиболее эффективными решениями в таком случае, помимо повышения тепловой эффективности самих зданий, будут переход на когенерационную выработку тепловой и электрической энергии или подключение к уже существующим сетям теплоснабжения. В качестве альтернативного варианта также целесообразно рассматривать системы электроотопления;

- строительство собственной ВИЭ-генерации. Несмотря на наличие ряда существенных ограничений: нормативных (запрет на поставку электроэнергии на оптовом и розничных рынках электрической энергии (мощности) одновременно) или экономических (наиболее производительный вид генерации, способный обеспечить избыток производимой электроэнергии, – гидроэлектростанции, которые крайне дороги в

сооружении), – положительный опыт крупнейших российских металлургических производств с собственной гидрогенерацией не позволяет игнорировать подобные решения;

- закупка электроэнергии с нулевым содержанием углерода. Ранее отдельные промышленные предприятия подтверждали нулевое содержание углерода в произведенной продукции путем заключения свободных договоров на поставку электроэнергии с гидрогенерирующими объектами. Запущенная с 1 февраля 2024 года российская система сертификации происхождения электроэнергии существенно облегчила участникам процедуру подтверждения углеродного следа;

- внедрение систем накопления энергии. Как уже ранее отмечалось, данная технология не способна обеспечить сколь-нибудь приемлемый эффект в качестве самостоятельного решения, однако ее применение в качестве средства оптимизации работы ВИЭ-генерации может способствовать оптимизации профиля потребления электроэнергии и, как следствие, снижению длительности нахождения в работе низкоэффективного оборудования;

- внедрение на уровне компании, ее подразделений, дочерних и зависимых обществ методологии оценки влияния климатических рисков на финансовые результаты и финансовую устойчивость компании, основывающейся на рекомендациях TCFD (Task Force on Climate-related Financial Disclosures). Оцениваемые в рамках данной методологии риски включают:

1) физические риски, связанные с наступлением неблагоприятных метеорологических условий и стихийных бедствий, напрямую влияющих на стоимость приобретаемой электроэнергии. Так, засухи приводят к низкой водности рек, из-за чего в целях сохранения гидрологических режимов гидроэлектростанции ограничиваются в объемах сбрасываемой воды и как следствие – производимой электроэнергии. Паводки могут привести уже к остановке

генерирующего оборудования гидроэлектростанций. Снижение предложения дешевой электроэнергии крупных гидроэлектростанций неизбежно приведет к росту стоимости электроэнергии в прилегающих узлах энергосистемы. Аналогичное влияние погодные условия окажут и на прочие типы ВИЭ-генерации;

2) риски переходного периода, связанные с изменениями в законодательстве или общественном сознании. В качестве законодательных изменений справедливо рассматривать усиления требований по наилучшим доступным технологиям, требования по повышению экологичности производства, в том числе через федеральные и национальные проекты или взимание платы за выбросы парниковых газов. Риски изменения общественного сознания могут проявляться в снижении терпимости к грязным отраслям или конкретным производствам, снижении интереса инвесторов к отдельным отраслям или производствам, а также повышении стоимости страхования и привлечения заемного капитала из-за всех вышеуказанных рисков [150].

Таким образом, учитывая роль и глобальные последствия происходящих изменений климата, менеджменту энергоемких предприятий рекомендуется уделять отдельное внимание управлению климатическими рисками, которые включают в себя физические климатические риски, возникающие в результате прямого воздействия неблагоприятных метеорологических условий и стихийных бедствий, и переходные климатические риски, которые, в свою очередь, связаны с переходом к низкоуглеродной экономике, в том числе с направленными на предотвращение климатических изменений мерами, предпринимаемыми правительствами и органами регулирования различных стран.

### **3.4 Предложения по особому порядку ценообразования на электрическую энергию и мощность для энергоемких потребителей в условиях глобального энергоперехода**

Действия по описанным в предыдущем пункте направлениям затрагивают различные стороны деятельности энергоемкого предприятия, но отправной точкой стратегических решений по адаптации к кардинально меняющимся условиям производства продолжает оставаться цена на электроэнергию, определяющая надежность энергоснабжения. Описанные ранее модели поведения участников рынка – стратегии адаптации и конфронтации – в той или иной форме предполагают использование механизмов приспособления к росту цены энергии вследствие энергетического перехода, которые рассмотрены ниже.

*Покупка электроэнергии путем заключения долгосрочных рыночных договоров (свободных или регулируемых).* Электроэнергия и мощности, как правило, приобретаются по долгосрочному контракту с верхним и нижним ценовыми ограничениями. Хотя энергоснабжение и ценовой риск ограничены на срок действия контракта, даже долгосрочные контракты рано или поздно пересматриваются. Более подробно варианты заключения долгосрочных контрактов, обеспечивающих возможность временной адаптации потребителей к росту цены электроэнергии, будут рассмотрены далее. Однако необходимо сразу обозначить, что именно заключение долгосрочных договоров энергоснабжения ОК «РУСАЛ» позволило алюминиевой отрасли адаптироваться к особенностям перехода к рынку электрической энергии и мощности.

*Самостоятельная генерация электроэнергии.* В данном контексте можно выделить строительство, приобретение или аренду крупным энергоемким потребителем электростанции, производящей относительно чистую электроэнергию. Такой подход позволяет потребителю обеспечивать стабильное энергоснабжение производства и фиксировать цены на

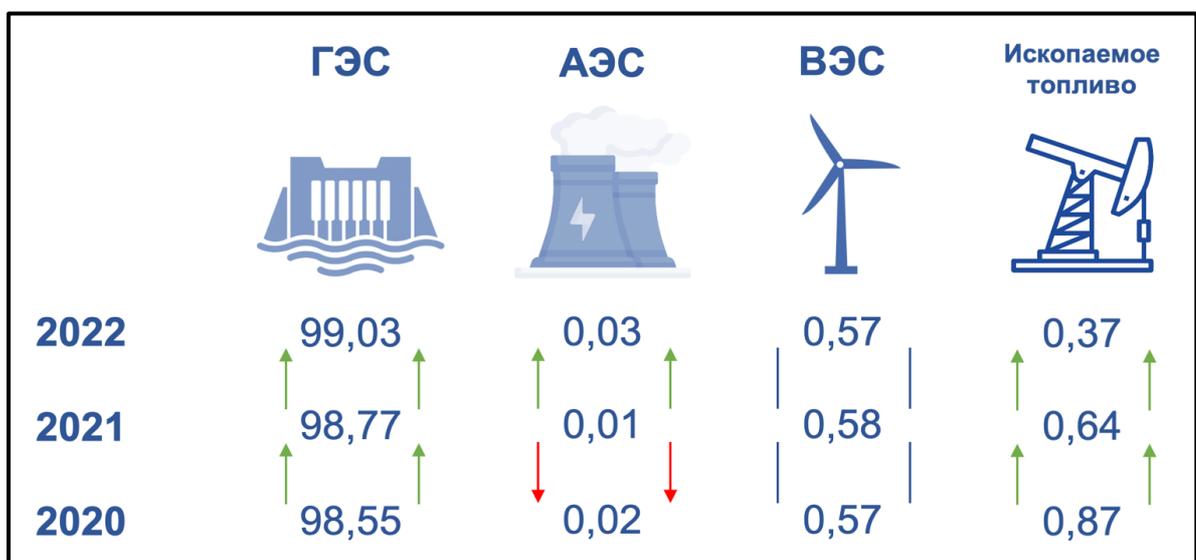
электроэнергию. Более того, в случае пользования гидроэлектростанций дополнительно решается проблема чрезмерных выбросов, тогда как при наличии доступных подключений излишняя мощность может даже продаваться другим пользователям. В качестве примеров использования собственной генерации можно выделить приобретение ОК «РУСАЛ» Ондской ГЭС и аренду Братской ГЭС. Компания «Лукойл» в 2021 году совместно с компанией «Хевел» завершила строительство солнечной электростанции на Волгоградском нефтеперерабатывающем заводе. Солнечные панели были размещены на крышах корпусов завода.

*Приобретение права собственности на источник топлива.*

Потребитель может владеть источником топлива (газовым месторождением, поглотителем угольного метана и т.д.) и с помощью независимой электростанции преобразовывать топливо в электроэнергию. Такое решение может предоставить потребителю дополнительный контроль над рисками энергоснабжения и ценами на электроэнергию, а также обеспечить защиту от падения цен на продукцию. Одним из примеров такого подхода является нереализованный проект ОК «РУСАЛ» в Кемеровской области по утилизации угольного метана.

*Полная интеграция основного производства крупного энергоемкого потребителя и источника дешевой чистой электроэнергии.* Такой подход значительно повышает автономность потребителя, ограждая его деятельность от внешнего влияния рынка электроэнергии. Практика тотальной интеграции находит свое отражение в России: в рамках государственно-частного партнерства с участием государственной компании ПАО «РусГидро» и ОК «РУСАЛ» было создано Богучанское энерго-металлургическое объединение с паритетным участием указанных компаний. Были построены Богучанский алюминиевый завод и Богучанская гидроэлектростанция, связанные между собой технологически и финансово в единый проект. Богучанский алюминиевый завод является одним из предприятий ОК «РУСАЛ», который, в частности, позволяет компании обеспечивать

энергетические нужды основной деятельности благодаря гидроэнергии, использование которой ежегодно увеличивается, что проиллюстрировано рисунком 32. Таких результатов удалось добиться за счет грамотных управленческих решений и адаптации к меняющимся условиям рыночных сред – электроэнергетической и промышленной. В рамках последней ОК «РУСАЛ» активно применяет механизмы свободных долгосрочных договоров, балансирующих интересы производителей и потребителей электроэнергии и хеджирующих риски волатильности цен.



Источник: составлено автором.

Рисунок 32 – Источники электроэнергии для алюминиевых заводов «РУСАЛ»

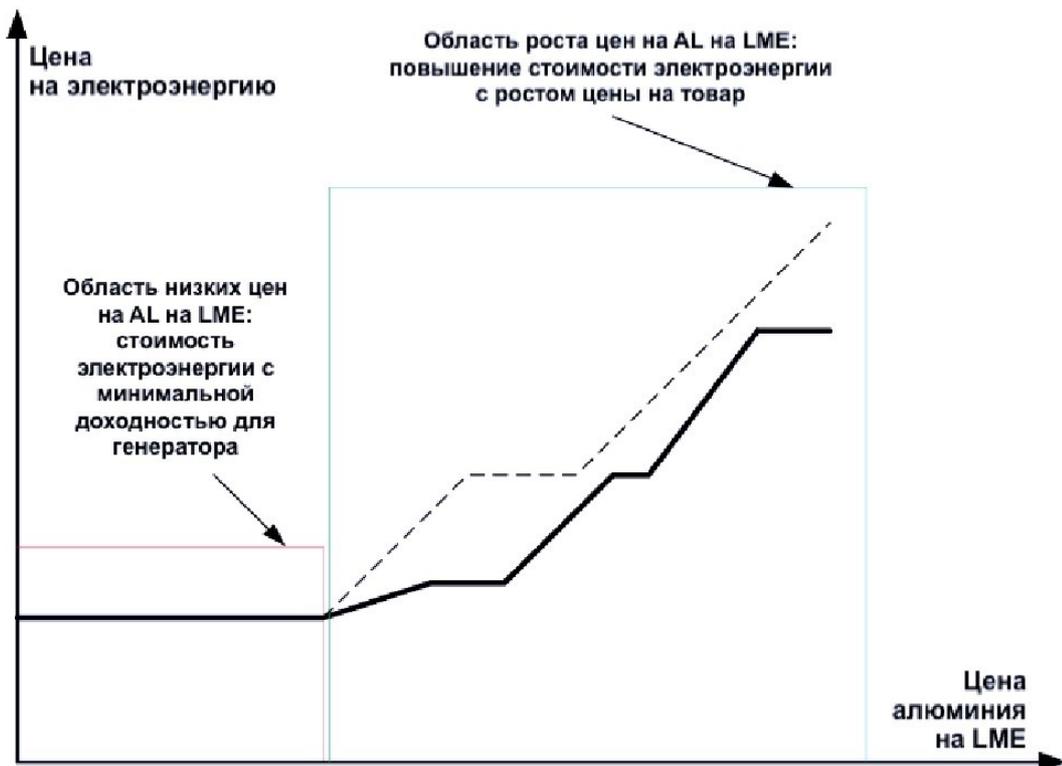
*Привязка цен на энергию к биржевым ценам в отношении потребителей, производящих биржевые товары.* Данный механизм основан на корректировке цен на энергию в зависимости от изменений цен на продукцию ее потребителя и использовался компанией «РУСАЛ». Доход от производства энергии будет напрямую зависеть от цены продукции потребителя электроэнергии, что создает некоторые риски для продавца. Впрочем, для производства энергии, непосредственно связанного с предприятиями по производству алюминия, такой риск видится незначительным, поскольку энергетическая компания зависит от степени доходности клиента: если потребитель закрывает завод, то производитель

энергии в отсутствие альтернативного потребителя потеряет один из источников дохода.

В результате такой зависимости привязка к биржевой цене несколько балансирует риски обеих сторон, а принцип ценообразования в таком случае будет предполагать, что выручка от продажи электроэнергии будет равна произведению объема поставленной электроэнергии, цены на электроэнергию по договору и корректирующего коэффициента, учитывающего изменение цены биржевого товара.

На мировом рынке есть несколько примеров корректировки договорных цен. Например, в Европе по договорам, основанным на примерной доле затрат на электроэнергию в 25% общих затрат, договорная цена корректировалась с применением коэффициента 0,25 (25% увеличения цены на электроэнергию на 100% увеличения цены за алюминий, и наоборот). Цена на электроэнергию может корректироваться ежемесячно, изменяясь согласно биржевым значениям. Контрольная цена на алюминий, например, часто берется по данным Лондонской биржи металлов (London Metal Exchange, далее – LME). Биржевая цена также может определяться на основе фьючерсов для цен на электроэнергию по поставкам на 3 месяца вперед или больший период.

Графически содержание долгосрочных договоров с привязкой цены электроэнергии к цене LME представлено на рисунке 33. Одной из особенностей для взаимовыгодного заключения договора является возможность использования спотовых цен по биржевому курсу, но с фиксированным максимумом, что означает использование максимальной оговоренной цены, в случае если цены на момент оплаты превысят определенный уровень. В таком случае максимальная цена будет действовать в качестве предела, потолка цен. По своей сути такой договор подобен опциону, при котором клиент автоматически использует предельную цену, в случае если ее значение превышает принятый максимальный уровень. По таким договорам клиент также обязан выплачивать премию, соответствующую премии по сделкам с опционом.



Источник: составлено автором.

Рисунок 33 – Иллюстрация долгосрочных договоров с ценой, привязанной к цене алюминия на LME

В зависимости от предельного уровня, длительности и вида договора дополнительная опционная премия может составлять 5-20% текущей рыночной цены к максимальной цене без ограничений по минимальному уровню. Если имеется минимальное ограничение цены электроэнергии, которое действует в пользу продавца, общая сумма премии по сравнению с вариантом, при котором минимальное ограничение отсутствует, уменьшается. Получаем следующую систему:

- если цена ниже оговоренного максимума, то: Выручка от продажи электроэнергии = Объем поставленной электроэнергии × (Цена электроэнергии на момент оплаты + Опционная премия);

- если цена выше оговоренного максимума, то: Выручка от продажи электроэнергии = Объем поставленной электроэнергии × (Фиксированная максимальная цена на электроэнергию + Опционная премия).

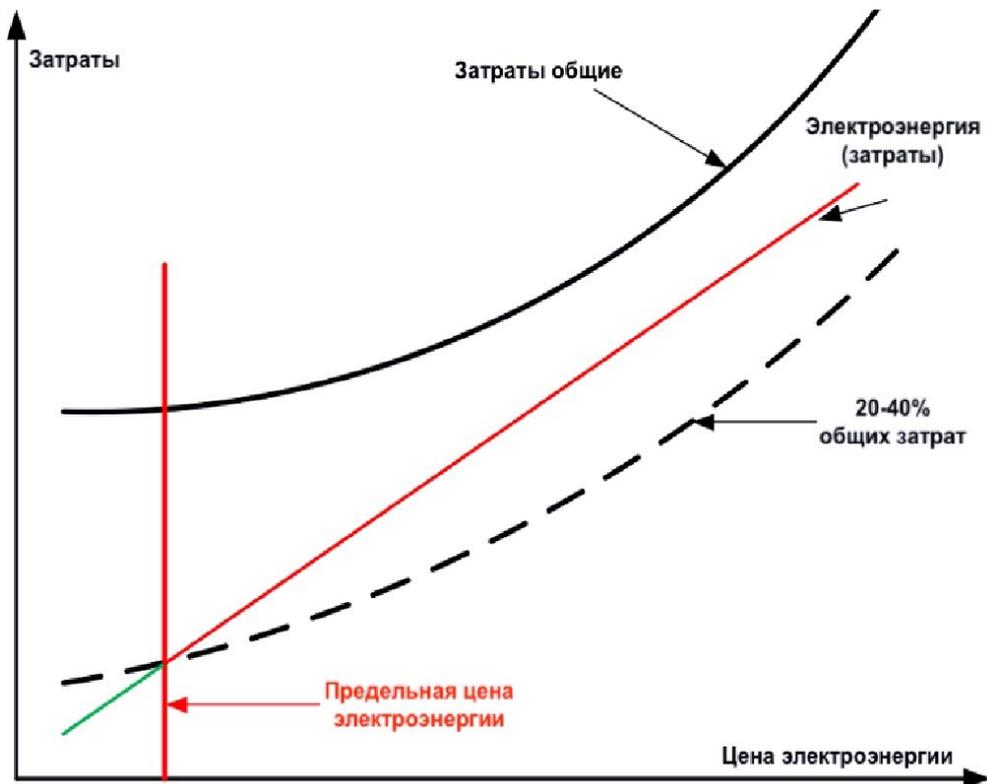
Такая структура оплаты дает клиенту дополнительный стимул покупать более дешевую энергию в ситуации, при которой цена на момент оплаты

низка, но тем не менее гарантирует, что не превысит определенный уровень. В то же время у продавца нет фиксированной минимальной цены, из-за чего он рискует понижением цены, а за этот риск получает доход от опционных премий.

Максимальная цена может быть любой: чем она выше, тем меньше премия. При очень высокой максимальной цене структура напоминает договор с ценами на момент оплаты, но с элементом страховки, защищающей от крайних значений цен. В таком случае премия рассчитывается по вероятности изменения цен в будущем. Также дополнительно к максимальному ограничению договор может включать ограничения по минимальному уровню цен. Подобно максимальной, минимальная цена применяется, когда цены на момент оплаты падают ниже определенного уровня.

Двусторонние договоры на поставку энергии зачастую дают участникам право решать, когда потреблять энергию по договорам. Такая свобода определена соотношением максимальной мощности поставки энергии и общего объема энергии по договору. Схема может быть описана следующим образом: Объем энергии по договору (ГВт·ч) = Лимит мощности по договору (МВт) × Часы использования (ч).

Однако в некоторых ситуациях цена на электрическую энергию ограничивается в соответствии с долей затрат на приобретение электроэнергии в общих производственных затратах потребителя. Рассмотрим данный механизм долгосрочного договора с ценой электроэнергии, ограниченной долей затрат на электроэнергию в общих затратах, на примере крупного энергоемкого потребителя – алюминиевой компании Albras (Бразилия). В рамках установленных значений затраты на электрическую энергию не должны превышать 25% общих производственных затрат компании. Графическое отражение механизма долгосрочного ценообразования с ограниченной долей затрат на электроэнергию в общих затратах потребителя представлено на рисунке 34.



Источник: составлено автором.

Рисунок 34 – Ограничение цены долей энергозатрат в себестоимости

Иным способом снижения риска для потребителя является покупка электроэнергии по фиксированной цене. Условия такой сделки могут быть описаны следующим образом: Выручка от продажи электроэнергии = Объемы электроэнергии за определенный период × Договорная фиксированная цена.

Кроме того, такие договоры могут ежегодно корректироваться при изменении общего уровня цен с учетом инфляции, например: Цена на электроэнергию за год  $n + 1 =$  Фиксированная договорная цена на электроэнергию за год  $n \times (100 + \text{процент изменения общего уровня цен с года } n \text{ до года } n + 1) / 100$ .

Индексация может происходить и чаще, например ежемесячно, тогда как инфляция может учитываться полностью или частично. Такая индексация возможна только при прямых двусторонних договорах между покупателем и продавцом.

Продажа энергии по твердой цене также гарантирует доход и снижает ценовой риск для производителя энергии. Для равномерного распределения риска между сторонами объемы можно разделить пополам, с оплатой одной

половины по твердой цене, а другой – по плавающей. Механизм долгосрочных договоров с ценой электроэнергии, корректируемой с учетом уровня инфляции, активно используется на зарубежных рынках. В качестве примера можно привести условия покупки электроэнергии для следующих алюминиевых заводов:

- Aluminium Dunkerque (Франция) – ежегодно цена электроэнергии изменяется пропорционально уровню инфляции во Франции, уменьшенному на 1% [151];

- Elkem Aluminium (Норвегия) – ежегодно цена электроэнергии увеличивается на 6% от уровня прироста оптовых цен в Норвегии (но не выше 6% в год) [152].

Аналогичный принцип используется при привязке цен на электроэнергию к процентной ставке. В таком случае для производителя гидроэлектроэнергии основной составляющей цены будут капитальные затраты. В этой связи для компенсации увеличения рыночной цены электроэнергии для потребителя, с одной стороны, и сохранения доходов генератора, с другой стороны, цена на энергию привязывается к процентной ставке: Выручка от продажи электроэнергии = Объемы электроэнергии за определенный период × Цена электроэнергии по договору × Корректировки на основании изменений процентной ставки по финансированию электростанций.

Отдельного внимания заслуживает «синтетическая» формула – многофакторная привязка цен на электрическую энергию. В долгосрочных договорах поставки электроэнергии крупным энергоемким потребителям, экспортирующим значительный объем производимой продукции по биржевым ценам, для определения цены электрической энергии предлагается использовать нижеприведенную формулу. Так, в целях хеджирования валютных рисков – как производителя электрической энергии (продавца), так и крупного энергоемкого потребителя (покупателя) – определение договорной цены электроэнергии

производится ежегодно на 50% объема потребленной электроэнергии в рублях и на 50% объема потребленной электроэнергии в долларах США.

Формула расчета договорной цены на электроэнергию применяется при следующем уровне рыночных индикаторов: Цена минимальная за тонну  $\leq$  Цена биржевая за тонну  $\leq$  Цена максимальная за тонну. Расчет договорной цены включает следующие составляющие и производится по формуле (9)

$$T_d = T_б + (0,5 \times (Ц_p - Ц_б)) \times V \times \frac{(T_p - T_б) \times E}{(T_p - T_б) \times E + (Ц_p - Ц_б) \times V} + A, \quad (9)$$

где  $T_d$  – договорная цена на электроэнергию;

$T_б$  – стартовая (базовая) цена на электроэнергию (прогнозируемая средневзвешенная цена электроэнергии для заводов крупного энергоемкого потребителя в базовом (стартовом) году);

$T_p$  – средневзвешенная цена электроэнергии на рынке в предыдущем году;

$Ц_б$  – биржевая цена продукции крупного энергоемкого потребителя;

$Ц_p$  – биржевая цена продукции крупного энергоемкого потребителя (cash) в предыдущем году;

$V$  – объем производства биржевого продукта крупного энергоемкого потребителя;

$E$  – объем электропотребления;

$A$  – премия к договорной цене (может быть положительная или отрицательная).

В свою очередь, премия к договорной цене определяется следующим образом:

- при цене за тонну биржевой больше максимальной  $A = 0,1 \times (Ц_p - Ц_{\max}) \times \frac{V}{E}$ ,

где  $Ц_{\max}$  является максимальной биржевой ценой продукции крупного энергоемкого потребителя, в рамках долгосрочного договора применяемой при расчете договорной цены электрической энергии;

- при цене за тонну биржевой больше минимальной  $A = 0,1 \times (\Pi_p - \Pi_{\min}) \times \frac{V}{E}$ ,

где  $\Pi_{\min}$  является минимальной биржевой ценой продукции крупного энергоемкого потребителя, применяемой при расчете договорной цены электрической энергии в рамках долгосрочного договора.

Пропорция между показателями  $V$  и  $E$  фиксируется как отношение между документально подтвержденными фактическим объемом поставки электроэнергии в базовом (стартовом) году и объемом производства биржевого продукта крупного энергоемкого потребителя в базовом (стартовом) году.

При определении договорной цены в рублях и валюте (долларах США) объемы производства биржевого продукта крупного энергоемкого потребителя и потребления электроэнергии ( $V$  и  $E$  соответственно) учитываются по 50% в каждом из расчетов. При этом в период исполнения долгосрочных договоров купли-продажи электроэнергии показатели  $T_b$  и  $\Pi_b$  неизменны.

В случае если при расчете договорной цены в валюте значение  $T_p$  больше максимальной договорной цены, то в расчет принимается показатель  $T_p$ , равный максимальной договорной цене. Однако если при расчете договорной цены в рублях значение  $T_p \geq \{(\text{Максимальная договорная цена}) \times Z_{\text{баз}}\}$ , то в расчет принимается  $T_p = \{(\text{Максимальная договорная цена}) \times Z_{\text{баз}}\}$ , где  $Z_{\text{баз}}$  – базовый курс пересчета валюты на рубли.

В случае если при расчете договорной цены в валюте значение  $\Pi_p \leq \Pi_{\min}$ , то в расчет принимается значение  $\Pi_p = \Pi_{\min}$ . В случае если при расчете договорной цены в рублях значение  $\Pi_p \leq \Pi_{\min} \times Z_{\text{баз}}$ , то в расчет принимается  $\Pi_p = \Pi_{\min} \times Z_{\text{баз}}$ .

Таким образом, предлагаемая формула (9) в некотором роде синтезирует перечисленные выше варианты формирования договорной цены и предлагает более универсальный метод определения цены электрической энергии в рамках долгосрочного договора купли продажи, поскольку решает сразу несколько задач:

- устанавливает зависимость договорной цены электрической энергии как от рыночной (биржевой) цены продукции крупного энергоемкого потребителя, так и от рыночной (биржевой) цены электрической энергии, тем самым хеджируя ценовые риски как покупателя, так и продавца;

- устанавливает гибкие верхние и нижние пределы договорной цены электрической энергии, тем самым обеспечивая известную ценовую предсказуемость для обеих сторон договора;

- хеджирует риски значительного колебания обменного курса рубля как для покупателя, так и для продавца [153].

В целях определения финансового результата торговли товарами с низким углеродным следом в будущем необходимо также учитывать возможность получения дополнительной премии к стоимости таких товаров. В настоящее время практика формирования премий к ценам на разные сырьевые товары еще не сложилась. Вместе с тем с ужесточением регулирования и введением трансграничного углеродного регулирования в 2025-2030 годах в странах Европы премия для сырьевых товаров будет близка к цене углерода – 75-100 евро за тонну CO<sub>2</sub>.

По оценкам Санкт-Петербургской товарной биржи [154], для меди цена премии может составить 250-300 евро за тонну металла, для пластика – 300 долл. за тонну, до 700 долл. за тонну для пищевого пластика.

Соответствующие параметры в будущем можно будет учитывать для отечественных компаний, поставляющих свою продукцию на экспорт в страны, использующие соответствующее ценообразование, что может значительно улучшить экономику таких производителей в результате энергоперехода.

В случае применения представленных форм взаимодействия производители и потребители, а также иные участники рынка электроэнергетики могут иметь четкое представление о том, как управлять следующим этапом энергоперехода.

## Выводы к главе 3

Таким образом, в рамках настоящей главы были проанализированы различные формы реализации преобразований российской электроэнергетики, применение которых производителями и потребителями будет способствовать нивелированию негативных последствий от реализации структурных изменений рыночного и регуляторного характера. Было уделено внимание необходимым характеристикам политического участия государства в процессе энергетического перехода, нацеленного на повышение инвестиционной привлекательности развития альтернативных направлений генерации электроэнергии посредством создания необходимых технологических, нормативно-правовых и экономических условий. Такая политика должна стимулировать снижение приведенной стоимости электроэнергии из возобновляемых источников и смягчить переход от традиционных способов генерации к углеродно нейтральным.

В то же время участие в процессе трансформации столь фундаментальной отрасли, как электроэнергетика, должен принимать и частный сектор – в лице как независимых инвесторов, так и самих промышленных предприятий, прежде всего энергоемкого класса. Одним из инструментов, обеспечивающих экономическую заинтересованность участников рынка, являются зеленые облигации, которые в случае целевого использования предлагают держателям значительные налоговые послабления, стимулы регуляторного и экономического значения.

Благодаря исследованию специфики применения различных механизмов взаимодействия производителей электроэнергии и промышленных энергоемких потребителей, в том числе зарубежного опыта их интеграции в систему торговли электроэнергией, автором предложена методика определения цены электрической энергии в рамках долгосрочного договора купли-продажи, балансирующая риски обеих сторон. Благодаря подготовленным рекомендациям предприятия энергоемкой промышленности

будут в состоянии продолжать стабильную работу обеспечивая экономический рост Российской Федерации.

Степень негативного влияния энергетического перехода на крупных энергоемких потребителей, как показано в работе, будет тем сильнее, чем дороже окажется реализация мероприятий по декарбонизации и, соответственно, чем больше вырастет стоимость электрической энергии, потребляемой энергоемкой промышленностью. На стоимость перехода 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.

Центральное значение в решении задачи преобразования электроэнергетической отрасли будет иметь партнерство между государственным и частным секторами, причем решающей является роль публичной стороны, силами которой может обеспечиваться благоприятная экономическая основа для принятия предпринимателями и инвесторами долгосрочных решений в области разработки, финансирования и создания перечня проектов, необходимых для энергетического перехода. Усилия государства как катализатора и регулятора инновационных процессов должно быть направлено на формирование и поддержку эффективных и конкурентоспособных национальных институтов.

Не менее важным направлением деятельности, на котором государству необходимо сосредоточить внимание, являются мероприятия, направленные на снижение стоимости капитала, привлекаемого для реализации программы энергетического перехода. Как было отмечено в работе, наиболее серьезным препятствием для мобилизации доступного капитала является высокий уровень рисков для инвесторов, среди которых выделяются страновой риск, возможность изменения обменного курса и опасность изъятия, а также общие для зарождающейся отрасли риски – коммерческие и технологические.

Соответственно, важнейшая задача государства заключается в реализации мер, направленных на снижение рисков для инвесторов и обеспечение баланса между риском и доходностью инвестиций.

Одним из ключевых подходов обеспечения такого баланса является механизм смешанного (льготного) финансирования, цель которого – привлечение капитала частного сектора в тех областях, где его участие необходимо для удешевления стоимости капитала соответствующих проектов. Ключевой принцип смешанного финансирования заключается в предоставлении государством и отдельными институциональными инвесторами – банками развития, фондами и иными институтами – капитала на льготных условиях, стоимость которого ниже рыночной, для изменения соотношения риска и доходности инвестиций таким образом, чтобы поставщики частного капитала были заинтересованы использовать доступные ресурсы на рыночных условиях.

Эффективным и активно применяемым методом стимулирования инвестиций в энергетический переход, оказывающим положительное воздействие на снижение рисков частных инвесторов и стоимость привлекаемого капитала, является смешанное (льготное) финансирование эмиссии зеленых облигаций, или облигаций устойчивого развития.

Рассмотренные системные направления государственной политики являются всеобъемлющими, эффективными и действенными. В то же время в отдельных исключительных случаях возможны и точечные методы государственной поддержки энергоемких потребителей, испытывающих экстремальные трудности в адаптации к росту стоимости электроэнергии, бесперебойное функционирование которых имеет особое стратегическое и/или социальное значение: в частности, заключение с такими потребителями контролируемые государством электрогенерирующими компаниями долгосрочных договоров поставки электрической энергии и мощности по дисконтированным ценам с поэтапным приближением к рыночным, а также иные меры прямой поддержки.

Успешная адаптация крупных энергоемких потребителей к последствиям энергетического перехода требует изменения корпоративной политики, структуры управления и моделей экономического поведения. Доступ к относительно дешевой чистой электрической энергии становится важнейшим конкурентным преимуществом, стимулирующим постепенное перемещение крупной энергоемкой промышленности из зоны с большой долей тепловых электростанций в региональную структуру генерации электроэнергии в зоны с преобладанием доли гидроэлектростанций и ВИЭ.

Среди способов адаптации крупных энергоемких потребителей, встречающихся как в мировой, так и в российской практике, следует выделить различные формы интеграции с производителями дешевой электрической энергии:

- заключение долгосрочных прямых договоров купли-продажи электрической энергии и мощности, хеджирующих риски сторон договора;
- приобретение или аренда генерирующих мощностей,
- формирование совместных с крупными генерирующими компаниями предприятий.

В силу того, что наиболее доступной формой нивелирования изменения цен на электроэнергию выступает заключение прямых долгосрочных договоров купли-продажи электрической энергии и мощности, значительное внимание в работе уделено анализу ценовых вариантов условий указанных договоров.

Общие теоретические выводы и практические рекомендации, являющиеся результатом проведенного исследования, помогут как государственным органам в процессе создания национальной системы регулирования углеродных выбросов, так и крупным энергоемким потребителям в процессе поиска наиболее эффективных и приемлемых методов адаптации к последствиям энергетического перехода.

## Заключение

Цель диссертационной работы заключалась в анализе последствий энергетического перехода для крупных энергоемких потребителей, в частности производителей алюминия, а также разработке подходов, обеспечивающих минимизацию негативного воздействия мероприятий по декарбонизации на работу и конкурентоспособность предприятий отечественной промышленности.

В рамках теоретической части работы проанализированы предпосылки, сигнализирующие о неизбежности энергетического перехода, а также установлены общие принципы и особенности формирующихся регуляторных механизмов, действие которых направлено на побуждение хозяйствующих субъектов к снижению объемов выбросов углекислого газа в глобальном масштабе. Выявлено значение глобальных тенденций перехода к низкоуглеродной мировой экономике в контексте реализации перспектив социально-экономического развития Российской Федерации.

В результате проведенного анализа определена функциональная надстройка в системе мировых экономических отношений, главным индикатором которой является новый товар, характеризующий объем выбросов углекислого газа и его рыночную цену, регламентируемый целевой функцией экономической оптимизации процесса декарбонизации в виде баланса положительного экономического эффекта от снижения объемов выбросов с издержками на декарбонизацию.

В соответствии с установленной структурой энергоперехода определены две возможные стратегии участия государства в формировании локальных механизмов трансграничного углеродного регулирования: пассивная, характеризующаяся отказом от формирования национальной системы регулирования выбросов, и активная, при которой происходит интеграция национальной системы торговли выбросами в глобальную. В процессе моделирования последствий следования той или иной стратегии доказано

достоинство выбора активной стратегии – как для развития экономики в целом, так и для отдельных крупных энергоемких потребителей в частности.

В рамках исследования последствий выбора активной стратегии идентифицированы объективные различия отраслевых подходов к декарбонизации: если для производителей топлива процесс перехода к новым способам генерации будет заключаться в сокращении объемов добычи и снижении прямых выбросов метана, то для основных потребителей углеводородов, в числе которых значатся и предприятия электроэнергетической отрасли, изменения будут связаны с переходом на источники энергии с меньшим углеродным следом.

Реализация программы декарбонизации электроэнергетики неизбежно связана с ростом цены электрической энергии. Рост цен на электроэнергию окажет прямое влияние на энергоемких потребителей, которым придется решать двойную задачу: адаптироваться к росту цен на электрическую энергию и снижать объем собственных углеродных выбросов.

В ходе работы уточнено понятие крупных энергоемких потребителей и проведена их общая отраслевая классификация, а также проанализирована специфика крупных энергоемких потребителей электроэнергии с точки зрения уязвимости к последствиям энергетического перехода. Основываясь на работах отраслевых агентств, приведена ориентировочная стоимость реализации программы энергетического перехода российской экономики, преимущественно первого и второго этапов, а также представлена авторская оценка влияния политики декарбонизации на рост стоимости электрической энергии и мощности. Наглядно подтверждено, что степень негативного влияния энергетического перехода на крупных энергоемких потребителей будет тем сильнее, чем выше окажутся затраты на реализацию мероприятий по декарбонизации и, соответственно, стоимость электрической энергии, потребляемой энергоемкой промышленностью.

С учетом полученных результатов сформулированы практические предложения, позволяющие нивелировать негативное влияние структурного

преобразования электроэнергетики на энергоемкую промышленность Российской Федерации – как общесистемного характера, в большей степени относящиеся к сфере государственного управления и регулирования, так и частного, включающие рекомендуемые меры по адаптации к новой парадигме развития электроэнергетики, которые могут быть реализованы на уровне отдельных компаний.

По итогам выполнения работа можно отметить следующие практически значимые результаты:

- составлен перечень энергоемких промышленных потребителей, наиболее подверженных влиянию комплексных преобразований в электроэнергетике;

- проведен анализ ценовых последствий масштабирования механизмов поддержки возобновляемой энергетики для энергоемких промышленных потребителей;

- дан свод рекомендаций для минимизации негативного эффекта от реализации мер преобразования электроэнергетической отрасли Российской Федерации для энергоемкой промышленности.

## Список литературы

1. GDP (current US \$) l accounts data, and OECD National Accounts data files / World Bank : сайт. – Текст : электронный. – URL: <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.МКТР.CD> (дата обращения: 23.07.2022).
2. Primary energy and fossil fuel production / World Energy Data : сайт. – Текст : электронный. – URL: <https://www.worldenergydata.org/world-fossil-fuel-production-and-primary-energy/> (дата обращения: 23.07.2022).
3. Statistical review of world energy 2021 : 70th edition / BP : сайт. – London, 2021. – Текст : электронный. – URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf> (дата обращения: 23.07.2022).
4. Statistical Review of World Energy 2022 : 71st edition / BP : сайт. – London, 2022. – Текст : электронный. – URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf> (дата обращения: 23.07.2022).
5. Hansen, J. Global surface temperature change / J. Hansen, R. Ruedy, M. Sato [et al.] // Review of Geophysics. – 2010. – № 4. Volume 48. – P. 4004. – DOI 10.1029/2010RG000345. – ISSN 8755-1209.
6. Lee, B.X. Transforming our world: Implementing the 2030 Agenda through sustainable development goal indicators / B.X. Lee, F. Kjaerulf, Sh. Turner [et al.] // Journal of Public Health Policy. – 2016. – Volume 37. – P. 13-31. – DOI 10.1057/s41271-016-0002-7. – ISSN 0197-5897.
7. Fuso-Nerini, F. Mapping synergies and trade-offs between energy and the sustainable development goals / F. Fuso-Nerini, J. Tomei, L.S. To [et al.] // Nature Energy. – 2018. – № 1. Volume 3. – P. 10-15. – DOI 10.1038/s41560-017-0036-5. – ISSN 2058-7546.
8. Robbins, A. How to understand the results of the climate change summit: Conference of Parties21 (COP21) Paris 2015 / A. Robbins // Journal of

Public Health Policy. – 2016. – Volume 37. № 2. – P. 129-132. – DOI 10.1057/jphp.2015.47. – ISSN 0197-5897.

9. Emissions Gap Report 2020 / UNEP Copenhagen Climate Centre (UNEP-CCC) : сайт. – 2020. – Текст : электронный. – URL: <https://www.unep.org/emissions-gap-report-2020> (дата обращения: 23.07.2022).

10. Marteau, T.M. Changing behaviour for net zero 2050 / T.M. Marteau, N. Chater, E.E. Garnett // *British Medical Journal*. – 2021. – Volume 375. – Текст : электронный. – URL: <https://www.bmj.com/content/375/bmj.n2293> (дата обращения: 25.07.2022). – DOI 10.1136/bmj.n2293. – ISSN 0959-8138.

11. Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector / IEA : сайт. – 2021. – Текст : электронный. – URL: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050> (дата обращения: 07.11.2022).

12. Прогноз развития мировой и российской энергетики на период до 2040 года / Институт энергетических исследований Российской академии наук Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации : сайт. – 2020. – Текст : электронный. – URL: [https://www.eriras.ru/files/Global\\_and\\_Russian\\_energy\\_outlook\\_up\\_to\\_2040.pdf](https://www.eriras.ru/files/Global_and_Russian_energy_outlook_up_to_2040.pdf) (дата обращения: 07.11.2022).

13. Global energy transformation. A roadmap to 2050 / IRENA : сайт. – 2018. – Текст : электронный. – URL: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA\\_Report\\_GET\\_2018.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_Report_GET_2018.pdf) (дата обращения: 23.07.2022).

14. Share of renewables in electricity production / Enerdata : сайт. – Текст : электронный. – URL: <https://yearbook.enerdata.net/renewables/renewable-in-electricity-production-share.html> (дата обращения: 07.11.2022).

15. Wiliarty, S.E. Nuclear power in Germany and France / S.E. Wiliarty // *Polity*. – 2013. – № 2. Volume 45. – P. 281-296. – DOI 10.1057/pol.2013.9. – ISSN 0032-3497.

16. Энергетический профиль Германии / EES EAEC : сайт. – Текст : электронный. – URL: <https://www.eeseaec.org/energeticeskij-profil-germanii> (дата обращения: 23.07.2022).

17. Share of hydropower in the total electricity production in Canada from 2012 to 2022 / Statista : сайт. – Текст : электронный. – URL: <https://www.statista.com/statistics/1301472/canada-share-hydro-electricity/> (дата обращения: 23.07.2022).

18. Wanderson, L.-S. Sustainable future and water resources: A synthesis of the Brazilian hydroelectricity sector in face of climate change / L.-S. Wanderson, K.C. Garcia // Sustainable Water Resources Management. – 2022. – № 4. Volume 8. – P. 120. – DOI 10.1007/s40899-022-00711-3. – ISSN 2363-5037.

19. Hund, K. Minerals for climate action: The mineral intensity of the clean energy transition / K. Hund, D. La Porta, T.P. Fabregas [et al.]. – Washington, DC : World Bank, 2023. – 112 p. – ISBN отсутствует. – URL: <http://hdl.handle.net/10986/40002> (дата обращения: 23.07.2022).

20. Nallapaneni, M.K. Operational performance of on-grid solar photovoltaic system integrated into pre-fabricated portable cabin buildings in warm and temperate climates / M.K. Nallapaneni, S.K. Yadav, Sh.S. Chopra [et al.] // Energy for Sustainable Development. – 2020. – Volume 57. – P. 109-118. – DOI 10.1016/j.esd.2020.05.008. – ISSN 0973-0826.

21. Petrostates need to bridge \$ 9 trillion income gap in energy transition / Carbon Tracker : сайт. – 2021. – Текст : электронный. – URL: <https://carbontracker.org/petrostates-13-trillion-gap-energy-transition-pr/> (дата обращения: 23.07.2022).

22. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / Под редакцией А.А. Макарова [и др.] ; ИНЭИ РАН ; Московская школа управления SKOLKOVO. – Текст : электронный. – Москва, 2019. – 210 с. – ISBN 978-5-91438-028-8. – URL: [https://mks-group.ru/storage/presentations/2019\\_SKOLKOVO\\_Forecast\\_of\\_energy\\_development\\_RUS.pdf](https://mks-group.ru/storage/presentations/2019_SKOLKOVO_Forecast_of_energy_development_RUS.pdf) (дата обращения: 23.07.2022).

23. Прогноз развития энергетики мира и России 2016 / Под редакцией А.А. Макарова [и др.] ; ИНЭИ РАН ; АЦ при Правительстве РФ. – Москва,

2016. – 196 с. - ISBN 978-5-91438-023-3. – Текст : электронный. – URL: [https://www.eriras.ru/files/forecast\\_2016.pdf](https://www.eriras.ru/files/forecast_2016.pdf) (дата обращения: 23.07.2022).

24. Экспорт Российской Федерации основных энергетических товаров / Центральный банк Российской Федерации : сайт. – 2021. – Текст : электронный. – URL: [https://www.cbr.ru/statistics/macro\\_itm/svs/export\\_energy/](https://www.cbr.ru/statistics/macro_itm/svs/export_energy/) (дата обращения: 07.11.2022).

25. Daumas, L. Should we fear transition risks? A review of the applied literature / L. Daumas // French Association of Environmental and Resource Economists (FAERE) : сайт. – 2021. – Working Paper № 2021.05. – Текст : электронный. – URL: [https://faere.fr/pub/WorkingPapers/Daumas\\_FAERE\\_WP2021.05.pdf](https://faere.fr/pub/WorkingPapers/Daumas_FAERE_WP2021.05.pdf) (дата обращения: 23.07.2022). – ISSN 2274-5556.

26. Financial markets and climate transition opportunities, challenges and policy implications / OECD : сайт. – 2021. – Текст : электронный. – URL: <https://www.oecd.org/finance/Financial-Markets-and-Climate-Transition-Opportunities-Challenges-and-Policy-Implications.pdf> (дата обращения: 23.07.2022).

27. Марсу, А. The EU carbon border adjustment mechanism (CBAM) / A. Marcu, A. Maratou, M. Mehling [et al.] // ERCST : сайт. – 2021. – Текст : электронный. – URL: <https://ercst.org/wp-content/uploads/2021/07/20210714-CBAM-proposal-preliminary-analysis-v4.pdf> (дата обращения: 23.07.2022).

28. Orlov, A. Economy-wide effects of international and Russia's climate policies / A. Orlov, A. Aaheim // Energy Economics. – 2017. – № 68. – P. 466-477. – DOI 10.1016/j.eneco.2017.09.019. – ISSN 0140-9883.

29. Remap 2030: Renewable energy prospects for the Russian Federation / IRENA : сайт. – 2017. – Текст : электронный. – URL: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Apr/IRENA\\_REmap\\_Russia\\_paper\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Apr/IRENA_REmap_Russia_paper_2017.pdf) (дата обращения: 19.01.2023).

30. Павлов, П.Н. Структура темпов роста ВВП России на перспективу до 2024 г. / П.Н. Павлов, С.М. Дробышевский // Вопросы экономики. – 2022. – Том 3. – С. 29-51. – DOI 10.32609/0042-8736-2022-3-29-51. – ISSN 0042-8736.

31. Прокопьев, А.В. Долгосрочные тенденции экономического роста в России / А.В. Прокопьев // Теория и практика общественного развития. – 2022. – № 4. – С. 62-72. – DOI 10.24158/tpor.2022.4.9. – ISSN 1815-4964.

32. Коданева, С.И. Энергетический переход: мировые тренды и их последствия для России / С.И. Коданева // Контуры глобальных трансформаций: политика, экономика, право. – 2022. – № 1. Том 15. – С. 167-185. – DOI 10.23932/2542-0240-2022-15-1-8. – ISSN 2542-0240.

33. Стоимость электроэнергии для домохозяйств по странам в 2022 году / Statista : сайт. – Текст : электронный. – URL: <https://www.statista.com/statistics/263492/electricity-prices-in-selected-countries/> (дата обращения: 19.01.2023).

34. Основные характеристики российской электроэнергетики / Министерство энергетики Российской Федерации : официальный сайт. – Текст : электронный. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/532> (дата обращения: 19.01.2023).

35. Updated Capital Cost Estimates for Electricity Generation Plants / U.S. Energy Information Administration : сайт. – 2010. – Текст : электронный. – URL: <http://large.stanford.edu/courses/2018/ph241/wang-k2/docs/eia-nov10.pdf> (дата обращения: 19.01.2023).

36. Справочник сметной стоимости на строительные материалы, изделия и конструкции для строительства АЭС Эль-Дабба / Росатом : сайт. – Текст : электронный. – URL: <https://rosatom.ru/upload/iblock/795/795c1371969b563ce88bcb0da3e2bc31.pdf> (дата обращения: 19.01.2023).

37. О сокращении выбросов парниковых газов [Указ Президента Российской Федерации от 04.11.2020 № 666] / СПС «Консультант Плюс». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_366760/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_366760/) (дата обращения: 19.01.2023).

38. Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года [Распоряжение Правительства Российской Федерации от 09.06.2020 № 1523-р] / СПС «Консультант Плюс». – Текст :

электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_354840/feb387ba6cb412e94e5c4fd72de0228c1a68af25/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_354840/feb387ba6cb412e94e5c4fd72de0228c1a68af25/) (дата обращения: 19.01.2023).

39. Макаров, И.А. Парижское соглашение по климату: влияние на мировую энергетику и вызовы для России / И.А. Макаров, И.А. Степанов // Актуальные проблемы Европы. – 2018. – № 1. – С. 77-97. DOI отсутствует. – ISSN 0235-5620.

40. Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2035 года [Распоряжение Правительства Российской Федерации от 08.01.2009 № 1-р] / Правительство России : официальный сайт. – Текст : электронный. – URL: <http://government.ru/docs/all/66930/> (дата обращения: 19.01.2023).

41. О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности [Постановление Правительства Российской Федерации от 28.05.2013 № 449 (редакция от 20.05.2022)] / СПС «Консультант Плюс». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_146916/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_146916/) (дата обращения: 19.01.2023).

42. Рыбкина, Я.А. Правовая природа отбора проектов ВИЭ и применение норм антимонопольного законодательства к процедуре отбора проектов ВИЭ / Я.А. Рыбкина // Правовой энергетический форум. – 2018. – № 4. – С. 38-45. – DOI 10.18572/2312-4350-2018-4-38-45. – ISSN 2312-4350.

43. О внесении изменений в акты Правительства Российской Федерации [Распоряжение Правительства Российской Федерации от 28.07.2015 № 1472-р] / СПС «Консультант Плюс». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_183717/f62ee45faefd8e2a11d6d88941ac66824f848bc2/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_183717/f62ee45faefd8e2a11d6d88941ac66824f848bc2/) (дата обращения: 19.01.2023).

44. Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе

использования ВИЭ [Распоряжение Правительства Российской Федерации от 08.01.2009 № 1-р (редакция от 24.03.2022)] / СПС «Консультант Плюс». – Текст : электронный. – URL: [https://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_83805/d6ee6813e8c0d6eb49c9e1e998bfe25f6690916d/](https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_83805/d6ee6813e8c0d6eb49c9e1e998bfe25f6690916d/) (дата обращения: 19.01.2023).

45. О внесении изменений в Распоряжение Правительства Российской Федерации от 08.01.2009 № 1-р [Распоряжение Правительства Российской Федерации от 24.10.2020 № 2749-р] / СПС «Консультант Плюс». – Текст : электронный. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/566112525> (дата обращения: 19.01.2023).

46. О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности [Постановление Правительства Российской Федерации от 10.11.2015 № 1210] / Правительство Российской Федерации : официальный сайт. – Текст : электронный. – URL: <http://static.government.ru/media/files/WZb6cQLffeW5wnzMDM1AhcIrAQjY6Dda.pdf> (дата обращения: 19.01.2023).

47. О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам стимулирования использования возобновляемых источников энергии на розничных рынках электрической энергии [Постановление Правительства Российской Федерации от 23.01.2015 № 47] / Правительство Российской Федерации : официальный сайт. – Текст : электронный. – URL: <http://government.ru/docs/all/94600/> (дата обращения: 19.01.2023).

48. Об утверждении Методических указаний по установлению цен (тарифов) и (или) предельных (минимальных и (или) максимальных) уровней цен (тарифов) на электрическую энергию (мощность), произведенную на функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии квалифицированных генерирующих объектах и приобретаемую в целях компенсации потерь в электрических сетях [Приказ Федеральной

антимонопольной службы от 30.09.2015 № 900/15] / Федеральная антимонопольная служба Российской Федерации : официальный сайт. – Текст : электронный. – URL: <https://fas.gov.ru/documents/684186?ysclid=m2eqdukugq671825719> (дата обращения: 19.01.2023).

49. О вопросах стимулирования использования возобновляемых источников энергии, внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации и о признании утратившими силу отдельных положений некоторых актов Правительства Российской Федерации [Постановление Правительства Российской Федерации от 29.08.2020 № 1298] / Правительство Российской Федерации : официальный сайт. – Текст : электронный. – URL: <http://government.ru/docs/all/129622/> (дата обращения: 19.01.2023).

50. Статистика ВИЭ / АРВЭ : сайт. – Текст : электронный. – URL: <https://rreda.ru/industry/statistics/> (дата обращения: 19.01.2023).

51. Рынок электроэнергии и мощности: возобновляемые источники энергии / НП «Совет рынка» : сайт. – Текст : электронный. – URL: <https://www.np-sr.ru/ru/market/vie/index.htm> (дата обращения: 06.03.2023).

52. Механизмы поддержки генерирующих объектов, функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, на оптовом рынке / Министерство энергетики Российской Федерации : официальный сайт. – Текст : электронный. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/489> (дата обращения: 06.03.2023).

53. Максимов, А. ВИЭ 2.0: Новая программа развития «зеленой» энергетики в России / А. Максимов // Энергетическая политика. – 2020. – № 11 (153). – С. 22-23. – DOI 10.46920/2409-5516\_2020\_11153\_22. – ISSN 2409-5516.

54. Система государственного стимулирования хранения электроэнергии в России / Министерство энергетики Российской Федерации : официальный сайт. – Текст : электронный. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/9013> (дата обращения: 06.03.2023).

55. Развитие электроэнергетики страны: основные достижения, проблемы и пути их решения / Энергетика и промышленность России : сайт. – 2019. – Текст : электронный. – URL: <https://www.eprussia.ru/epr/377/3770239.htm> (дата обращения: 06.03.2023).

56. Минэнерго поддержит продление программы поддержки возобновляемых источников энергии / ТАСС : сайт. – 2019. – Текст : электронный. – URL: <https://tass.ru/ekonomika/6549922/amp> (дата обращения: 06.03.2023).

57. Белобородов, С.С. Возобновляемые источники энергии и водород в энергосистеме: проблемы и преимущества / С.С. Белобородов, Е.Г. Гашо, А.В. Ненашев. – Текст : электронный. – Санкт-Петербург : Научное издательство «Лань», 2021. – 151 с. – ISBN 978-5-6047314-3-7. – URL: <https://publishing.intelgr.com/archive/VIE-i-vodorod-v-energositeme.pdf> (дата обращения 06.03.2023).

58. Об утверждении Концепции развития водородной энергетики в РФ [Распоряжение Правительства Российской Федерации от 05.08.2021 № 2162-р] / СПС «Консультант Плюс». – Текст : электронный. – URL: <https://www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/401496102/> (дата обращения: 06.03.2023).

59. Сологубова, Г.С. Барьеры финансирования сектора возобновляемых источников энергии / Г.С. Сологубова, В.Ф. Богачев, М.А. Горенбургов // Глобальная энергия. – 2020. – № 4. – С. 75-86. – DOI 10.18721/JEST.26406. – ISSN 2782-6724.

60. Global energy storage market set to hit one terawatt-hour by 2030 / BloombergNEF : сайт. – 2021. – Текст : электронный. – URL: <https://about.bnef.com/blog/global-energy-storage-market-set-to-hit-one-terawatt-hour-by-2030/> (дата обращения: 06.03.2023).

61. A vision for a sustainable battery value chain in 2030: Unlocking the full potential to power sustainable development and climate change mitigation / World Economic Forum : сайт. – 2019. – Текст : электронный. – URL:

[https://www3.weforum.org/docs/WEF\\_A\\_Vision\\_for\\_a\\_Sustainable\\_Battery\\_Value\\_Chain\\_in\\_2030\\_Report.pdf](https://www3.weforum.org/docs/WEF_A_Vision_for_a_Sustainable_Battery_Value_Chain_in_2030_Report.pdf) (дата обращения: 06.03.2023).

62. ESG and sustainability report / Gore Street Energy Storage Fund plc : сайт. – 2022. – Текст : электронный. – URL: [https://www.gsenergystoragefund.com/docs/librariesprovider22/archive/reports/2022\\_Gore-Street-Energy-Storage-Fund-ESG-and-Sustainability-Report.pdf](https://www.gsenergystoragefund.com/docs/librariesprovider22/archive/reports/2022_Gore-Street-Energy-Storage-Fund-ESG-and-Sustainability-Report.pdf) (дата обращения: 06.03.2023).

63. Концепция развития рынка систем хранения электроэнергии в Российской Федерации / Министерство энергетики Российской Федерации : официальный сайт. – 2017. – Текст : электронный. – URL: [https://minenergo.gov.ru/upload/iblock/6d8/2egrww4cf5k2sbr07cko523tjb18efw1/Концепция\\_по\\_накопительям.pdf?ysclid=m2f2lji3o725009971](https://minenergo.gov.ru/upload/iblock/6d8/2egrww4cf5k2sbr07cko523tjb18efw1/Концепция_по_накопительям.pdf?ysclid=m2f2lji3o725009971) (дата обращения: 06.03.2023).

64. Усачева, И.В. Гибридные накопители энергии: проблемы и перспективы технологий хранения энергии / И.В. Усачева, Е.А. Гладкая, С.В. Ландин // Научные труды Вольного экономического общества России. – 2022. – № 4. Том 236. – С. 149-167. – DOI 10.38197/2072-2060-2022-236-4-149-167. – ISSN 2072-2060.

65. Зырянов, В.М. Системы накопления энергии: российский и зарубежный опыт / В.М. Зырянов, Н.Г. Кирьянова, И.Ю. Коротков [и др.] // Энергетическая политика. – 2020. – № 6. Том 148. – Текст : электронный. – URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/sistemy-nakopleniya-energii-rossiyskiy-i-zarubezhnyu-opyt> (дата обращения: 06.03.2023). – DOI отсутствует. – ISSN 0301-4215.

66. Цахаева, К.Н. Анализ эффективности государственной поддержки возобновляемых источников энергии / К.Н. Цахаева // Управление экономическими системами. – 2015. – № 2. Том 74. – С. 22. – Текст : электронный. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=23306454> (дата обращения 06.03.2023). – DOI отсутствует. – ISSN 1999-4516.

67. Жданеев, О.В. Развитие ВИЭ и формирование новой энергополитики России / О.В. Жданеев, С.С. Зуев // Энергетическая политика. – 2020. – № 2. Том 144. – С. 84-95. – DOI отсутствует. – ISSN 0301-4215.

68. Majeed, M.T. Economic complexities and environmental degradation: evidence from OECD countries / M.T. Majeed, M. Mazhar, I. Samreen [et al.] // Environment, Development and Sustainability. – 2022. – № 4. Volume 24. – P. 5846-5866. – DOI 10.1007/s10668-021-01687-4. – ISSN 1387-585X.

69. Zhou, D. Urbanization contributes little to global warming but substantially intensifies local and regional land surface warming / D. Zhou, J. Xiao, S. Frohking [et al.] // Earth's Future. – 2022. – № 5. Volume 10. – P. e2021EF002401. – DOI 10.1029/2021EF002401. – ISSN 2328-4277.

70. Богоявленский, В.И. Эмиссия парниковых газов, глобальное потепление и нефтегазовая отрасль России / В.И. Богоявленский // Научные труды Вольного экономического общества России. – 2022. – № 4. Том 236. – С. 466-488. – DOI 10.38197/2072-2060-2022-236-4-466-488. – ISSN 2072-2060.

71. Ellis, E.C. Land use and ecological change: A 12,000-year history / E.C. Ellis // Annual Review of Environment and Resources. – 2021. – Volume 46. – P. 1-33. – DOI 10.1146/annurev-environ-012220-010822. – ISSN 1543-5938.

72. Hanlon, W.W. Coal smoke, city growth, and the costs of the industrial revolution / W.W. Hanlon // Economic Journal. – 2020. – № 626. Volume 130. – P. 462-488. – DOI 10.1093/ej/uez055. – ISSN 0013-0133.

73. Crippa, M. GHG emissions of all world countries booklet 2021 report / M. Crippa, D. Guizzardi, E. Solazzo [et al.]. – Luxembourg : Publications Office of the European Union, 2021. – 264 p. – ISBN 978-92-76-41546-6.

74. Evans, S. Analysis: Which countries are historically responsible for climate change? / S. Evans // Carbon Brief : сайт. – 2021. – DOI отсутствует. – Текст : электронный. – URL: <https://www.carbonbrief.org/analysis-which-countries-are-historically-responsible-for-climate-change/> (дата обращения: 16.03.2023).

75. Callahan, C.W. National attribution of historical climate damages / C.W. Callahan, J.S. Mankin // *Climatic Change*. – 2022. – № 3-4. Volume 172. – P. 40.– DOI 10.1007/s10584-022-03387-y. – ISSN 0165-0009.

76. Chen, J.M. Carbon neutrality: Toward a sustainable future / J.M. Chen // *Innovation*. – 2021. – № 2 (3). Volume 6. – P. 100127. – DOI 10.1016/j.xinn.2021.100127. – ISSN 1715-3816.

77. Chen, L. Strategies to achieve a carbon neutral society: A review / L. Chen, G. Msigwa, M. Yang [et al.] // *Environmental Chemistry Letters*. – 2022. – Volume 20. – P. 2277-2310. – DOI 10.1007/s10311-022-01435-8. – ISSN 1610-3653.

78. ESG и декарбонизация. Цена декарбонизации для экономики России / ВТБ Капитал : сайт. – 2021. – Текст : электронный. – URL: [https://www.vtbcapital.ru/upload/iblock/9da/ESG\\_and\\_Decarbonisation\\_211129abr\\_rus.pdf](https://www.vtbcapital.ru/upload/iblock/9da/ESG_and_Decarbonisation_211129abr_rus.pdf) (дата обращения: 16.03.2023).

79. Fairbanks, R.G. A 17,000-year glacio-eustatic sea level record: Influence of glacial melting rates on the Younger Dryas event and deep-ocean circulation / R.G. Fairbanks // *Nature*. – 1989. – № 6250. Volume 342. – P. 637-642. – DOI 10.1038/342637a017. – ISSN 1476-4687.

80. Gurney, R.J. Atlas of satellite observations related to global change / R.J. Gurney, J.L. Foster, C.L. Parkinson // *Journal of Quaternary Science*. – 1993. – № 2. Volume 10. – P. 188-189. – DOI 10.1002/jqs.3390100214. – ISSN 02678179.

81. Wu, X. A review of the theoretical research and practical progress of carbon neutrality / X. Wu, Z. Tian, J. Guo // *Sustainable Operations and Computers*. – 2022. – № 1. Volume 3. – P. 54-66. – DOI 10.1016/j.susoc.2021.10.001. – ISSN 2666-4127.

82. Yanes, J. Is carbon neutrality or «net zero» possible? / J. Yanes // BBVA : сайт. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://www.bbvaopenmind.com/en/science/environment/carbon-neutrality-or-net-zero-possible/> (дата обращения: 16.03.2023).

83. Qiang, W. Towards carbon neutrality by improving carbon efficiency – A system-GMM dynamic panel analysis for 131 countries' carbon efficiency /

W. Qiang, Z. Chen, L. Rongrong // *Energy*. – 2022. – Volume 258. – P. 148. – DOI 10.1016/j.energy.2022.124880. – ISSN 0360-5442.

84. Экология и экономика: тенденция к декарбонизации // Бюллетень о текущих тенденциях российской экономики. – 2020. – Выпуск 66, октябрь. – Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. – Текст : электронный. – URL: [https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/BRE/\\_%D0%BE%D0%BA%D1%82%D1%8F%D0%B1%D1%80%D1%8C\\_web.pdf](https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/BRE/_%D0%BE%D0%BA%D1%82%D1%8F%D0%B1%D1%80%D1%8C_web.pdf) (дата обращения: 16.03.2023).

85. Об основных направлениях политики Российской Федерации в области климата и о стратегии долгосрочного развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года / Совет Федерации Федерального собрания Российской Федерации : официальный сайт. – 2020. – Текст : электронный. – URL: <http://council.gov.ru/activity/activities/roundtables/122708/> (дата обращения: 16.03.2023).

86. Широ́в, А. Россия на пути к углеродному нейтралитету / А. Широ́в // *Ведомости*. – 2021. – 8 ноября. – Текст : электронный – URL: <https://www.vedomosti.ru/opinion/articles/2021/11/08/894763-uglerodnomu-neutralitetu> (дата обращения: 16.03.2023).

87. Skjærseth, J.B. The origin, evolution and consequences of the EU emissions trading system / J.B. Skjærseth, J. Wettestad // *Global Environmental Politics*. – 2009. – № 2. Volume 9. – P. 101-122. – DOI 10.1162/glep.2009.9.2.101. – ISSN 1526-3800.

88. Emissions trading worldwide. Status report 2022 / International Carbon Action Partnership (ICAP) : сайт. – 2022. – Текст : электронный – URL: [https://icapcarbonaction.com/system/files/document/220408\\_icap\\_report\\_rz\\_web.pdf](https://icapcarbonaction.com/system/files/document/220408_icap_report_rz_web.pdf) (дата обращения: 16.03.2023).

89. Kim, Y.-G. An emissions trading scheme design for power industries facing price regulation / Y.-G. Kim, J.-S. Lim // *Energy Policy*. – 2014. – Volume 75. – P. 84-90. – DOI 10.1016/j.enpol.2014.07.01. – ISSN 0301-4215.

90. Mehling, M. Mechanisms for linking emissions trading schemes / M. Mehling, E. Haites // *Climate Policy*. – 2009. – № 2. Volume 9. – P. 169-184. – DOI 10.3763/cpol.2008.0524M. – ISSN 1469-3062.

91. Buckley, N.J. Implications of alternative emission trading plans: experimental evidence / N.J. Buckley, S. Mestelman, R.A. Muller // *Pacific Economic Review*. – 2006. – № 2. Volume 11. – P. 149-166. – DOI 10.1111/j.1468-0106.2006.00307.x. – ISSN 1361-374X.

92. Bryant, G. (2016). Creating a level playing field? The concentration and centralisation of emissions in the European Union Emissions Trading System / G. Bryant // *Energy Policy*. – 2016. – Volume 99. – P. 308-318. – DOI 10.1016/j.enpol.2016.06.007. – ISSN 0301-4215.

93. Reviewing existing and proposed emissions trading systems / IEA : сайт. – 2010. – Текст : электронный. – URL: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/9ba6bf41-5bb9-414a-a3e1-d05225435992/ets\\_paper2010.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/9ba6bf41-5bb9-414a-a3e1-d05225435992/ets_paper2010.pdf) (дата обращения: 16.03.2023).

94. Lyu, X. Research on the impact of carbon emission trading system on low-carbon technology innovation / X. Lyu, A. Shi, X. Wang // *Carbon Management*. – 2020. – № 2. Volume 11. – P. 183-189. – DOI 10.1080/17583004.2020.1721977. – ISSN 1758-3004.

95. European electricity prices and costs / EMBER : сайт. – Текст : электронный. – URL: <https://ember-climate.org/data/data-tools/carbon-price-viewer/> (дата обращения: 16.03.2023).

96. Жуков, С.В. Энергетический переход в США, Европе и Китае: последние тенденции / С.В. Жуков, О.Б. Резникова // *Studies on Russian Economic Development*. – 2023. – № 4. Том 34. – С. 439-449. – DOI 10.47711/0868-6351-199-15-31. – ISSN 1075-7007.

97. Aldy, J.E. Последствия определенности цен на углерод для экономической эффективности / J.E. Aldy, S. Armitage // *AEA Papers and Proceedings*. – 2020. – № 110. – P. 113-118. – DOI 10.1257/pandp.20201083. – ISSN 2574-0768.

98. EU carbon permits / Trading Economics : сайт. – Текст : электронный. – URL: <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon> (дата обращения: 07.11.2022).

99. Графический и табличный анализ финансово-экономических показателей и расчетных коэффициентов компании / СПАРК-Интерфакс : сайт. – Текст : электронный. – URL: <https://spark-interfax.ru/features/financial-analysis> (дата обращения: 07.11.2022).

100. Цена декарбонизации для экономики России / ВТБ Капитал : сайт. – 2021. – Текст : электронный. – URL: [http://www.forecast.ru/\\_ARCHIVE/Presentations/CMASF\\_SM/dec2021/SVV.pdf](http://www.forecast.ru/_ARCHIVE/Presentations/CMASF_SM/dec2021/SVV.pdf) (дата обращения: 07.11.2022).

101. Рейтинг углеродного следа крупнейших российских компаний в 2021 году / Рейтинговое агентство АК&М : сайт. – Текст : электронный. – URL: [https://www.akm.ru/upload/akmrating/AK&M\\_carbon\\_Rating\\_2021.pdf](https://www.akm.ru/upload/akmrating/AK&M_carbon_Rating_2021.pdf) (дата обращения: 07.11.2022).

102. 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.

103. Electricity prices for industries worldwide from 2016 to 2022, by select country / Statista : сайт. – Текст : электронный. – URL: <https://www.statista.com/statistics/1461657/industrial-electricity-prices-worldwide-by-country/> (дата обращения: 07.11.2022).

104. Производство никеля в России / Добывающая промышленность. – 2020. – 29 сентября. – Текст : электронный. – URL: <https://dprom.online/metallurgy/proizvodstvo-nikelya-v-rossii/> (дата обращения: 07.11.2022).

105. Динамика промышленного производства в 2022 году / Федеральная служба государственной статистики : официальный сайт. – Текст : электронный. – URL: <https://rosstat.gov.ru/folder/313/document/196621> (дата обращения: 07.11.2022).

106. Производство стали в России и мире. Итоги 2022 / БКС Экспресс : сайт. – 2023. – Текст : электронный. – URL: <https://bcs-express.ru/novosti-i->

analitika/proizvodstvo-stali-v-rossii-i-mire-itogi-2022 (дата обращения: 07.11.2022).

107. Металлургическая отрасль в России: крупнейшие производители стали / Деловой профиль : сайт. – 2021. – Текст : электронный. – URL: <https://delprof.ru/press-center/open-analytics/metallurgicheskaya-otrasl-v-rossii-krupneyshie-proizvoditeli-stali/> (дата обращения: 07.11.2022).

108. Камчатова, Е.Ю. Тенденции развития целлюлозно-бумажной промышленности Российской Федерации / Е.Ю. Камчатова, А.К. Перевозчикова // Ученые записки Российской академии предпринимательства. – 2022. – № 2. Том 21. – С. 43-49. – DOI 10.24182/2073-6258-2022-21-2-43-49. – ISSN 2073-6258.

109. Князева, И.В. Оценка влияния макроэкономических факторов на состояние и тенденции в развитии рынка цемента в 2006-2020 гг. / И.В. Князева, И.В. Бондаренко // Экономика строительства. – 2022. – № 9. – С. 29-49. – DOI отсутствует. – ISSN 0131-7768.

110. 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. – DOI 10.17747/2618-947X-915. – ISSN 2618-947X.

111. Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года [Распоряжение Правительства Российской Федерации от 29.10.2021 № 3052-р] / Правительство Российской Федерации : официальный сайт. – Текст : электронный. – URL: <http://static.government.ru/media/files/ADKkCzр3fWO32e2yA0VhtlрyзWfHaiUa.pdf> (дата обращения: 31.03.2023).

112. CO EЭС: Доля ВИЭ, ГЭС и АЭС в выработке РФ к 2050 году вырастет с 39,3% до 56,8% / Переток.ру : Энергетика в России и мире : сайт. – 2022. – Текст : электронный. – URL: <https://peretok.ru/news/strategy/24512/> (дата обращения: 31.03.2023).

113. Мамонова, Е. Будущее угольных ТЭС становится неопределенным / Е. Мамонова // Российская газета. – 2018. – 2 октября. – Текст : электронный. – URL: <https://rg.ru/2018/10/02/budushchee-ugolnyh-tes-stanovitsia-neopredelennym.html> (дата обращения: 31.03.2023).

114. Отчет об объемах поставленной на оптовый рынок мощности в 2020 году / Системный оператор единой энергетической системы : сайт. – 2021. – Текст : электронный. – URL: [https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/power\\_reports/power\\_report\\_2020.pdf](https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/power_reports/power_report_2020.pdf) (дата обращения: 31.03.2023).

115. Смертина, П. Цена углеродного следа / П. Смертина // Коммерсантъ. – 2018. – 1 ноября. – Текст : электронный. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/5060855> (дата обращения: 31.03.2023).

116. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2018 году / Системный оператор единой энергетической системы : сайт. – Текст : электронный. – URL: [https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2019/ups\\_rep2018.pdf](https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/reports/disclosure/2019/ups_rep2018.pdf) (дата обращения: 31.03.2023).

117. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2022 году (на основе оперативных данных) / Системный оператор единой энергетической системы : сайт. – Текст : электронный. – URL: [https://www.bigpowernews.ru/photos/0/0\\_4L1rBSd4WsvkQbuNjBjPixksGgs6ynVY.pdf](https://www.bigpowernews.ru/photos/0/0_4L1rBSd4WsvkQbuNjBjPixksGgs6ynVY.pdf) (дата обращения: 31.03.2023).

118. 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. – DOI 10.17747/2618-947X-2020-1-14-27. – ISSN 2618-947X.

119. Bogoviz, A.V. Current state and future prospects of hydro energy in Russia / A.V. Bogoviz, S.V. Lobova, A.N. Alekseev // International Journal of Energy Economics and Policy. – 2020. – № 3. Volume 10. – P. 482-488. – DOI 10.32479/ijeep.8968. – ISSN 2146-4553.

120. Замолодчиков, Д.Г. Прогнозные оценки лесных стоков на период до 2050 года и вклад лесного сектора в обязательства Российской Федерации

по новому климатическому соглашению / Д.Г. Замолодчиков, В.И. Грабовский // Использование и охрана природных ресурсов в России : бюллетень. – 2014. – № 3. – С. 23-27. – DOI отсутствует. – ISSN 2222-5633.

121. Замолодчиков, Д.Г. Современное сокращение стока углерода в лесах России / Д.Г. Замолодчиков, В.И. Грабовский, П.П. Шуляк [и др.] // Доклады Академии наук. – 2017. – № 6. Том 476. – С. 719–721. – DOI 10.7868/S0869565217060251. – ISSN 2686-7389.

122. Шварц, Е.А. Стратегия низкоуглеродного развития России и роль лесов в ее реализации / Е.А. Шварц, А.В. Птичников // Научные труды ВЭО России. – 2022. – Том 236. – С. 399-425. – DOI 10.38197/2072-2060-2022-236-4-399-426. – ISSN 2072-2060.

123. Seddon, N. Harnessing the potential of nature-based solutions for mitigating and adapting to climate change / N. Seddon // Science. – 2022. – № 6600. Volume 376. – P. 1410-1416. – DOI 10.1126/science.abn9668. – ISSN 0036-8075.

124. Полунин, К. Неразведанное богатство: почему для России важно осознать подлинную ценность лесов / К. Полунин, Г. Рубин, Н. Степанов // BCG : сайт. – 2021. – Текст : электронный. – DOI отсутствует. – URL: <https://web-assets.bcg.com/c4/5a/5fb9ad2e4780944dcaf9a9168100/2021-bcg-forests.pdf> (дата обращения: 07.04.2023).

125. Затраты на производство электроэнергии из возобновляемых источников в 2021 году / IRENA : сайт. – 2022. – Текст : электронный. – URL: <https://www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021> (дата обращения: 07.04.2023).

126. Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030 / IRENA : сайт. – 2017. – Текст : электронный. – URL: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA\\_Electricity\\_Storage\\_Costs\\_2017.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf) (дата обращения: 07.04.2023).

127. Cost of utility-scale solar photovoltaics worldwide in 2023, by select country / Statista : сайт. – Текст : электронный. – URL: <https://www.statista.com/>

statistics/566487/global-cost-of-electricity-in-utility-scale-solar-by-country/ (дата обращения: 07.04.2023).

128. Global pension assets study / Thinking Ahead Institute : сайт . – 2022. – Текст : электронный. – URL: <https://www.thinkingaheadinstitute.org/research-papers/global-pension-assets-study-2022/> (дата обращения: 07.04.2023).

129. Иванов, Т.В. Перспективные модели финансирования проектов сооружения АЭС на основе государственно-частного партнерства / Т.В. Иванов // Известия СПбГЭУ. – 2011. – № 1. – С. 104-108. – DOI отсутствует. – ISSN 2311-3464.

130. Lebelle, M. Corporate green bond issuances: An international evidence / M. Lebelle, S. Lajili Jarjir, S. Sassi // Journal of Risk and Financial Management. – 2020. – № 2. Volume 13. – P. 25. – DOI 10.3390/jrfm13020025. – ISSN 191-8074.

131. Усиление роли частного финансирования в развитии инфраструктуры в странах Восточного партнерства / OECD : сайт. – 2020. – Текст : электронный. – URL: <https://www.oecd.org/eurasia/competitiveness-programme/eastern-partners/Strengthening-the-Role-of-Private-Finance-in-Infrastructure-Development-in-Eastern-Partner-Countries-RUS.pdf> (дата обращения: 07.04.2023).

132. \$ 1 trillion mark reached in global cumulative green issuance: Climate bonds data intelligence reports: Latest figures / Climate Bonds Initiative : сайт. – 2020. – Текст : электронный. – URL: <https://www.climatebonds.net/2020/12/1trillion-mark-reached-global-cumulative-green-issuance-climate-bonds-data-intelligence> (дата обращения: 07.04.2023).

133. Зеленое финансирование / Ресурсосбережение ХМАО : сайт. – Текст : электронный. – URL: <http://rsb-hmao.ru/zelenoe-finansirovanie> (дата обращения: 07.04.2023).

134. РЖД разместили «зеленые» евробонды на € 500 млн / ТАСС : сайт. – 2019. – Текст : электронный. – URL: <https://tass.ru/ekonomika/6439570> (дата обращения: 07.04.2023).

135. Москва выпустит зеленые облигации для населения / Mos.ru : официальный сайт мэра Москвы. – 2023. – Текст : электронный. – URL: <https://www.mos.ru/news/item/122818073/> (дата обращения: 07.04.2023).

136. Бик, С. Устойчивое развитие 2022 / С. Бик // Банковское обозрение : сайт. – 2023. – Текст : электронный. – URL: <https://bosfera.ru/bo/esg-trebuets-dannyh> (дата обращения: 07.04.2023).

137. Tolliver, C. Policy targets behind green bonds for renewable energy: Do climate commitments matter? / C. Tolliver, A.R. Keeley, S. Managi // Technological Forecasting and Social Change. – 2020. – Volume 157. – P. 120051. – DOI 10.1016/j.techfore.2020.120051. – ISSN 0040-1625.

138. Калимуллин, А.Т. Развитие электроэнергетики как важнейшая составляющая проекта индустриализации в СССР / А.Т. Калимуллин // Россия и мировые тенденции развития : материалы Всероссийской научно-практической конференции. – Омск : Издательство ОмГТУ, 2015. – 206 с. – С. 32-36. – ISBN 978-5-8149-2152-9.

139. How crypto mining will transform the energy industry / Roland Berger : сайт. – 2022. – Текст : электронный. – URL: <https://www.rolandberger.com/en/Insights/Publications/How-crypto-mining-will-transform-the-energy-industry.html> (дата обращения: 17.04.2023).

140. Bitcoin energy consumption worldwide from February 2017 to February 3, 2025 (in terawatt hours) / Statista : сайт. – 2023. – Текст : электронный. – URL: <https://www.statista.com/statistics/881472/worldwide-bitcoin-energy-consumption/> (дата обращения: 17.04.2023).

141. Sun, W. Spatial analysis of global Bitcoin mining / W. Sun, H. Jin, F. Jin [et al.] // Scientific Reports. – 2022. – Volume 12. – P. 10694. – DOI 10.1038/s41598-022-14987-0. – ISSN 2045-2322.

142. Distribution of Bitcoin mining hashrate from September 2019 to January 2022, by country / Statista : сайт. – Текст : электронный. – URL: <https://www.statista.com/statistics/1200477/bitcoin-mining-by-country/> (дата обращения: 17.04.2023).

143. Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2035 года [Распоряжение Правительства Российской Федерации от 09.06.2017 № 1209-р] / Правительство Российской Федерации : официальный сайт. – Текст : электронный. – URL: <http://static.government.ru/media/files/zzvuuhfq2f3OJK8AzKVsXrGIbW8ENGp.pdf> (дата обращения: 07.04.2023).

144. О внесении изменений в Генеральную схему размещения объектов электроэнергетики до 2035 года [Распоряжение Правительства Российской Федерации от 30.12.2022 № 4384-р] / Правительство Российской Федерации : официальный сайт. – Текст : электронный. – URL: <http://government.ru/docs/all/145525/> (дата обращения: 07.04.2023).

145. Об утверждении государственной программы «Развитие атомного энергопромышленного комплекса» [Постановление от 02.06.2014 № 506-12] / Правительство Российской Федерации : официальный сайт. – Текст : электронный. – URL: <http://government.ru/docs/12959/> (дата обращения: 07.04.2023).

146. О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам совершенствования механизма привлечения инвестиций в модернизацию генерирующих объектов тепловых электростанций и проведения дополнительных отборов проектов модернизации генерирующих объектов тепловых электростанций с применением инновационного энергетического оборудования [Постановление Правительства Российской Федерации от 29.06.2020 № 948] / Правительство Российской Федерации : официальный сайт. – Текст : электронный. – URL: <http://government.ru/docs/all/128647/> (дата обращения: 07.04.2023).

147. Балашов, М.М. Импортозамещение в отрасли энергетического машиностроения / М.М. Балашов // Стратегические решения и риск-менеджмент. – 2020. – № 2. Том 11. – С. 182-195. – DOI 10.17747/2618-947X-2020-2-182-195. – ISSN 2618-947X.

148. Об утверждении перечня генерирующих объектов, мощность которых поставляется по договорам купли-продажи (поставки) мощности

модернизированных генерирующих объектов [Распоряжение Правительства Российской Федерации от 01.07.2021 № 1793-р] / Правительство Российской Федерации : официальный сайт. – Текст : электронный. – URL: <http://government.ru/docs/all/135401/> (дата обращения: 07.04.2023).

149. Aman, S. Energy management systems: State of the art and emerging trends / S. Aman, Y. Simmhan, V.K. Prasanna // IEEE Communications Magazine. – 2013. – № 1. Volume 51. – P. 114-119. – DOI 10.1109/mcom.2013.6400447. – ISSN 0163-6804.

150. Eccles, R.G. Implementing the task force on climate-related financial disclosures recommendations: An assessment of corporate readiness / R.G. Eccles, M.P. Krzus // Schmalenbach Business Review. – 2019. – Volume 71. – P. 287-293. – DOI 10.1007/s41464-018-0060-4P. – ISSN 1439-2917.

151. Gordon, O. Aluminium Dunkerque: The shape of deals to come? / O. Gordon // TXF : сайт. – Текст : электронный. – URL: <https://www.txfnews.com/articles/673/aluminium-dunkerque-the-shape-of-deals-to-come> (дата обращения: 17.04.2023).

152. Ulstein, N.L. Elkem uses optimization in redesigning its supply chain / N.L. Ulstein, M. Christiansen, R. Grønhaug [et al.] // Interfaces. – 2006. – № 4. Volume 4. – P. 314-325. – DOI 10.1287/inte.1060.0221. – ISSN 0092-2102.

153. 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 / M.M. Balashov // Strategic Decisions and Risk Management. – 2023. – № 2. Volume 14. – P. 164-179. – DOI 10.17747/2618-947X-2023-2-164-179. – ISSN 2618-947X.

154. Премии к биржевым ценам на поставку меди, свинца, цинка и никеля / Торговая система MetalTorg.Ru : сайт. – 2023. – Текст : электронный. – URL: [https://www.metaltorg.ru/cources/premiums\\_other/?ysclid=m6jgjj455q619656051](https://www.metaltorg.ru/cources/premiums_other/?ysclid=m6jgjj455q619656051) (дата обращения: 17.04.2023).

## Список иллюстративного материала

### 1 Список рисунков

Рисунок 1 Целевая структура современного этапа энергоперехода на период с 2016 г. до 2030 г. ....	18
Рисунок 2 Сравнение сценариев «Чистый ноль» (ЧН) «Устойчивое развитие» с горизонтом до 2050 г. ....	21
Рисунок 3 Сравнение текущего (2020 г.) и прогнозируемого (2040 г.) энергобалансов различных регионов .....	22
Рисунок 4 Доля переменных ВИЭ в мировом электроэнергетическом балансе с прогнозом на 2025 г. ....	24
Рисунок 5 Оценка фаз интеграции ВИЭ в систему производства электроэнергии .....	25
Рисунок 6 Доля четырех основных энергетических товаров в совокупном объеме российского экспорта товаров в 2020 г. и 2021 г. ....	36
Рисунок 7 Динамика вводов электростанций на основе ВИЭ (ДПМ ВИЭ) .....	54
Рисунок 8 Совокупная мощность электростанций на основе ВИЭ.....	55
Рисунок 9 Подтвержденный объем выработки электроэнергии на квалифицированных объектах ВИЭ на розничном и оптовом рынках .....	56
Рисунок 10 Совокупный объем установок накопителей энергии на период с 2015 г. по 2020 г. с прогнозом до 2030 г. ....	62
Рисунок 11 Страны с наибольшим накопленным объемом выбросов парниковых газов за период с 1850 г. по 2021 г. ....	73
Рисунок 12 Цели по достижению углеродной нейтральности поставлены странами, в сумме производящими 87% мировых выбросов.....	75
Рисунок 13 Глобальные выбросы и обязательства по углеродной нейтральности.....	78

Рисунок 14 Объем выбросов парниковых газов в России с 1990 г. по 2019 г. ....	80
Рисунок 15 Развитие системы торговли квотами на выбросы в разных регионах .....	81
Рисунок 16 Стратегии поведения в системе трансграничного углеродного регулирования и их крайние (граничные) состояния .....	96
Рисунок 17 Последствие пассивной стратегии для экспорта российских товаров.....	97
Рисунок 18 Изменение эластичности спроса на товар по цене .....	98
Рисунок 19 Последствия активной декарбонизации экономики .....	99
Рисунок 20 Объем инвестиций по отраслям, необходимый для полной декарбонизации российской экономики к 2060 г. ....	104
Рисунок 21 Стоимость декарбонизации до «чистого нуля» в России .....	105
Рисунок 22 Структура производства стали по регионам мира за 2020 г. ....	112
Рисунок 23 Производство цемента в России в 2006-2021 гг. ....	113
Рисунок 24 Сравнение глобального средневзвешенного значения приведенной стоимости электрической энергии, производимой из возобновляемых источников (2021 г. в сравнении с 2010 г.) .....	136
Рисунок 25 Прогноз снижения стоимости литий-ферум-фосфатных аккумуляторных систем накопления электроэнергии.....	137
Рисунок 26 Оценка затрат на ввод 1МВт мощности СЭС в разных странах по состоянию на 2021 г. ....	140
Рисунок 27 Структурирование смешанного финансирования для управления доходностью и рисками проектов.....	145
Рисунок 28 Изменение пропорции между частным (коммерческим) и льготным (концессионным) капиталом при реализации проектов .....	146
Рисунок 29 Совокупное электропотребление в сети Bitcoin с 2016 г. по 2022 г. ....	154

Рисунок 30 Динамика размещения вычислительных мощностей ЦОД сети Bitcoin в странах мира с 2019 г. по 2022 г. ....	156
Рисунок 31 Управление вопросами изменения климата в компании «РУСАЛ» .....	163
Рисунок 32 Источники электроэнергии для алюминиевых заводов «РУСАЛ» .....	170
Рисунок 33 Иллюстрация долгосрочных договоров с ценой, привязанной к цене алюминия на LME .....	172
Рисунок 34 Ограничение цены долей энергозатрат в себестоимости.....	174

## 2 Список таблиц

Таблица 1 Структура целей устойчивого развития в области энергетики .....	17
Таблица 2 Характер энергетического перехода в ряде ведущих стран мира .....	30
Таблица 3 Предельные величины капитальных затрат на возведение 1 кВт установленной мощности генерирующего объекта, функционирующего на основе ВИЭ .....	49
Таблица 4 Целевые показатели величин объемов ввода установленной мощности генерирующих объектов, функционирующих на основе ВИЭ .....	50
Таблица 5 Целевые показатели степени локализации объектов генерации на основе ВИЭ.....	51
Таблица 6 Средняя величина плановых капитальных затрат по итогам конкурсных отборов проектов ВИЭ.....	57
Таблица 7 Характеристика групп компаний, вошедших в выборку исследования.....	94

Таблица 8 Составляющие цены товаров импортеров при выборе пассивной стратегии поведения $P_{1П}$ .....	100
Таблица 9 Составляющие цены товаров импортеров при выборе активной стратегии поведения $P_{1А}$ .....	101
Таблица 10 Показатели электроемкости производства крупных энергоемких потребителей .....	107
Таблица 11 Основные производственные показатели мировых компаний – производителей алюминия с учетом затрат на электроэнергию .....	108
Таблица 12 Оценка подверженности производств негативному влиянию введения ТУР в странах – импортерах продукции и энергопереходу .....	115
Таблица 13 Проекты строительства новых АЭС .....	120
Таблица 14 Проекты строительства новых ГЭС .....	121
Таблица 15 Проекты строительства новых ГАЭС .....	121
Таблица 16 Ввод генерирующих мощностей по годам .....	122
Таблица 17 Влияние реализации программ ввода новых генерирующих мощностей на среднюю конечную цену для потребителей (в текущих ценах) без учета затрат на услуги по передаче и сбытовую надбавку .....	124
Таблица 18 Основные производственные показатели компаний – производителей алюминия в мире и затраты на электроэнергию с учетом энергетического перехода .....	126
Таблица 19 Сопоставление электропотребления сети обработки данных Bitcoin, отдельных стран и крупных потребителей .....	155
Таблица 20 Перечень отобранных проектов модернизации ТЭС с применением инновационного энергетического оборудования .....	160