

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Санкт-Петербургский государственный
экономический университет»

На правах рукописи

КОЛОШКИН ЕВГЕНИЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ

**РАЗВИТИЕ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ ГАЗОВОЙ
ОТРАСЛИ В УСЛОВИЯХ НИЗКОУГЛЕРОДНОЙ ЭКОНОМИКИ**

Специальность 5.2.3 – Региональная и отраслевая экономика
(Экономика природопользования и землеустройства)

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата экономических наук

Научный руководитель:
доктор экономических наук,
доцент Трейман М.Г.

Санкт-Петербург – 2025

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	3
ГЛАВА 1. Тенденции и закономерности использования ресурсов газовой отрасли РФ в современных экономических условиях.....	10
1.1. Сущность экономики газовой отрасли РФ в современных экономических условиях	10
1.2. Газовая отрасль РФ в условиях эволюции внешних вызовов.....	22
1.3. Проблемы развития ресурсов газовой отрасли РФ в современных экономических реалиях и условиях решения проблемы снижения углеродного следа.....	30
ГЛАВА 2. Анализ газовой отрасли РФ в современных экономических реалиях и условиях решения проблемы снижения углеродного следа.....	39
2.1. Пространственная организация ресурсов газовой отрасли РФ в современных экономических условиях	39
2.2. Оценка конкурентоспособности газовой отрасли РФ и сценарии ее развития в современных экономических условиях	58
2.3. Влияние климатических изменений на развитие ресурсной базы газовой отрасли РФ в современных экономических условиях	80
ГЛАВА 3. Совершенствование направлений развития ресурсов газовой отрасли РФ в современных экономических реалиях и условиях решения проблемы снижения углеродного следа	104
3.1. Предложения по разработке концепции использования ресурсов газовой отрасли РФ в современных экономических реалиях и условиях решения проблемы снижения углеродного следа	104
3.2. Совершенствование направления развития ресурсов газовой отрасли РФ на базе низкоуглеродного водородного топлива.....	124
3.3. Методика оценки углеродного следа производства водорода из ресурсов газовой отрасли.....	144
Заключение.....	162
Список литературы.....	166
Приложение 1.....	196
Приложение 2.....	199

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы диссертационного исследования. В настоящее время рынки газовых ресурсов изменялись в современной действительности. Экономическая эффективность функционирования рынка газовых ресурсов напрямую зависит от экономической ситуации как внутри, так и вне страны.

За последние 20 лет газовые рынки динамично развивались и претерпевали существенные регулятивные изменения. На протяжении длительного времени российская газовая отрасль обеспечивала доминирующее положение российского природного газа как в национальном энергобалансе, так и на внешних рынках.

Однако, несмотря на высокий ресурсный потенциал страны, ресурсы газовой отрасли относятся к исчерпаемым, поэтому необходимо развивать и стратегически планировать потребление газовых ресурсов в сложившихся экономических условиях. Достижение сбалансированного использования национальных газовых ресурсов возможно при использовании альтернативных источников энергии (водородная энергетика на основе природного газа) и внедрении мероприятий по снижению углеродного следа и повышению энергоэффективности использования ресурсов.

Другим фактором, оказывающим значимое влияние на развитие энергетики в РФ, являются национальные стратегические задачи России по достижению углеродной нейтральности к 2060 году в соответствии с Климатической доктриной Российской Федерации, что также требует максимальное использование низкоуглеродного потенциала газовой отрасли в целях снижения углеродоемкости энергобаланса России.

В этой связи весьма актуальной научно-практической задачей представляется изучение возможностей использования ресурсной базы газовой отрасли России в вышеуказанных экономических реалиях и условиях решения проблемы снижения углеродного следа. Проведение данного исследования обусловлено необходимостью разработки концепции использования ресурсов газовой отрасли в РФ в современных экономических реалиях, принимая во внимание стратегические национальные инициативы РФ в области

низкоуглеродного социально-экономического развития. В основе данной концепции лежит стратегическая продуктовая и географическая диверсификация газовой отрасли РФ за счет возможностей внутреннего и внешних рынков, а также реализация инновационных низкоуглеродных и климатических решений, включая использование низкоуглеродного водородного топлива на основе ресурсов газовой отрасли (природный газ, сероводород), комбинированные углеродно-нейтральные продукты природного газа (СПГ или трубопроводный газ, связанный с углеродными единицами, компенсирующими выбросы парниковых газов), а также климатические проекты по сокращению выбросов парниковых газов с использованием ресурсной базы газовой отрасли. Поскольку в условиях низкоуглеродной экономики России наибольший приоритет для привлечения инвестиций будут иметь продукты с наименьшим углеродным следом, возникает актуальная задача по разработке методики оценки углеродного следа производства водорода из ресурсов газовой отрасли.

Степень разработанности научной проблемы. Особенности национальной экономики нефтегазовой отрасли РФ, в том числе ее региональные и низкоуглеродные аспекты, активно изучались представителями отечественной экономической науки: А.А. Широным, А.А. Конопляником, С.Н. Лавровым, Л.М. Григорьевым, Е.А. Телегиной, И.В. Гайдой, А.А. Шкутой, А.И. Громовым.

Эколого-экономические аспекты природопользования в области управления, учета и оценки углеродного следа изучались в работах: О.Е. Аксютину, А.Г. Ишкова, К.В. Романова, В.М. Разумовского, А.Г. Бездудной, Р.В. Смирнова, М.Г. Трейман, А.А. Ильинского.

Отдельно следует выделить комплексные системные исследования в области рационального использования газовых ресурсов, включая ее региональные и климатические особенности, проводимые различными профильными исследовательскими центрами и институтами. Среди таких учреждений можно отметить российские (Аналитический центр при Правительстве РФ, Институт энергетики и финансов, Институт энергетических исследований РАН, Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО), Институт

народнохозяйственного прогнозирования РАН, Институт глобального климата и экологии имени академика Ю. А. Израэля, Совета РАН по проблемам климата Земли и зарубежные (Международное энергетическое агентство, Международный газовый союз и другие).

Вместе с тем в открытом доступе появляется все больше специализированной аналитической информации, публикуемой энергетическими предприятиями России.

Цель данного исследования: разработка концепции использования ресурсов газовой отрасли России в современных экономических реалиях и условиях решения проблемы снижения углеродного следа с учетом стратегических национальных инициатив РФ.

В соответствии с основной целью в работе сформулированы следующие **задачи:**

- определить основные проблемы и разработать принципы использования ресурсной базы газовой отрасли России в условиях необходимости решения проблемы снижения углеродного следа и его экономической оценки в рамках национального низкоуглеродного развития;
- разработать подходы по совершенствованию системы управления использованием ресурсов газовой отрасли России на базе производства низкоуглеродного водородного топлива;
- систематизировать инструментарий государственного финансового стимулирования развития низкоуглеродной водородной энергетики на основе газовой инфраструктуры Российской Федерации;
- разработать методику оценки углеродного следа производства водорода из ресурсов газовой отрасли.

Объектом исследования является ресурсная база газовой отрасли Российской Федерации.

Предмет исследования – низкоуглеродное развитие газовой отрасли России в современных условиях.

Научная гипотеза исследования заключается в предположении, что в современных экономических реалиях и условиях решения проблемы снижения углеродного следа национальной экономики России возникает потребность в разработке концепции использования ресурсов газовой отрасли России, важными компонентами которой могут стать низкоуглеродные решения, включая использование низкоуглеродного водородного топлива на базе ресурсов газовой отрасли (природного газа, сероводорода), комбинированные углеродно-нейтральные продукты природного газа (СПГ или трубопроводный газ, связанный с углеродными единицами, компенсирующими выбросы парниковых газов от таких поставок), а также климатические проекты на основе ресурсной базы газовой отрасли, связанные с сокращением выбросов парниковых газов.

Теоретической основой исследования послужили концепции и методы, разработанные на основе постулатов таких областей научного знания как: экономика энергетических источников, в том числе альтернативных, региональная экономика, экономика низкоуглеродного развития и рационального природопользования, эколого-экономическое управление промышленными комплексами.

Методологическую основу диссертационного исследования составляет совокупность общенаучных и специализированных методов и принципов научного исследования, обеспечивающих реализацию аналитических исследований с применением следующих методов: анализа и синтеза, индукции и дедукции, применения статистического анализа, экономико-математических методов и методов прогнозирования и другие современные способы обработки статистических данных.

Информационной базой исследования послужили материалы и результаты трудов отечественных и зарубежных авторов, которые отражены в научных монографиях, материалах научных конференций, семинаров, статьях, публикуемых в периодической печати и в электронных ресурсах сети «Интернет», использованы законодательные и нормативно-правовые акты (РФ, ЕС, а также других стран, включая Китай), официальные публикации и годовые отчеты

компаний газовой отрасли, аналитические и статистические материалы статистических агентств и ведомств, информационные материалы отраслевых министерств и аналитических центров.

Обоснованность и достоверность результатов исследования обеспечиваются тем, что результаты диссертационного исследования основаны на фундаментальных теориях в области экономики природопользования, экономики ТЭК, экономики ресурсов газовой отрасли, концепции низкоуглеродного развития с применением соответствующих нормативно-правовых документов Российской Федерации и использовании информации из официальных отчетов и статистических данных. При подготовке диссертационного исследования применены методы системного и комплексного анализа, была проведена апробация результатов исследования на международных и всероссийских научно-практических конференциях.

Соответствие диссертации Паспорту научной специальности. Область исследования соответствует следующим пунктам Паспорта специальностей ВАК 5.2.3 – Региональная и отраслевая экономика (экономика природопользования и землеустройства): п. 9.10. «Стратегии повышения эффективности использования природных ресурсов в народном хозяйстве. Ресурсо- и энергосбережение», п. 9.19. «Проблема борьбы с климатическими изменениями. Вопросы развития «зеленой» и низкоуглеродной экономики».

Научная новизна диссертационного исследования заключается в разработке концепции использования ресурсов газовой отрасли России в современных экономических реалиях и в условиях необходимости снижения углеродного следа. К числу наиболее значимых и обладающих **новизной научных результатов, полученных лично соискателем**, относятся следующие:

1. Предложена систематизация направлений низкоуглеродного развития газовой отрасли Российской Федерации, позволяющая выявить покомпонентно основные группы мероприятий, которые будут направлены на сокращение углеродоемкости национальной экономики.

2. Предложены принципы развития ресурсной базы газовой отрасли России в современных экономических реалиях и условиях решения проблемы снижения углеродного следа, что позволяет разработать концепцию использования ресурсов газовой отрасли, направленную не только на устойчивый рост денежных потоков от операций с природным газом, но и на системное сокращение выбросов парниковых газов.

3. Систематизированы направления развития государственных программ стимулирования создания региональных водородных кластеров и пилотных проектов на основе ресурсов газовой отрасли России, что дает возможность сформировать инструментарий государственного финансового обеспечения водородной энергетики на основе природного газа в Российской Федерации.

4. Разработана методика оценки углеродного следа производства водорода из ресурсов газовой отрасли России (природного газа, сероводорода), что дает возможность повысить точность расчета углеродного следа для перспективных технологий производства водорода из сероводорода.

Теоретическая значимость результатов исследования состоит в том, что основные результаты и выводы, полученные в ходе исследования, позволяют углубить научные знания в области низкоуглеродной экономики, изучения углеродного следа, а также расширить представление о состоянии и перспективах развития ресурсов газовой отрасли России. Данные результаты и выводы могут послужить теоретической основой для разработки практических решений по определению концепции использования ресурсов газовой отрасли РФ в современных экономических реалиях и условиях решения проблемы снижения углеродного следа.

Практическая значимость результатов исследования полученных научно-методических положений исследования состоит в целесообразности применения конкретных рекомендаций и предложений предприятиями газовой отрасли России, функционирующими в современных экономических реалиях и условиях решения проблемы снижения углеродного следа. При этом положения, полученные в результате исследования, могут быть применены в работе органов

государственной власти при разработке ими программ, стратегий и нормативно-правовых актов, влияющих на использование ресурсов газовой отрасли в национальной экономике страны.

Результаты исследования могут быть также использованы в высших учебных заведениях при подготовке специалистов, получающих образование по специальностям: «Система менеджмента бережливого производства», «Управление изменениями», «Ресурсное обеспечение проектов инновационного развития», «Гармонизация развития инновационной инфраструктуры».

Апробация результатов исследования. Результаты исследования были доложены и получили одобрение на международных и всероссийских научно-практических конференциях: «Современные подходы к развитию научных исследований в XXI веке», «Энергетика XXI века: экономика, политика, экология», «Управление инновационными и инвестиционными процессами и изменениями в условиях цифровой экономики», «Новые технологии в газовой промышленности: газ, нефть, энергетика», «Альтернативная энергетика и экология – WCAEE-2024».

Разработанные методы и подходы внедрены в деятельности ООО «Газпром водород», ГБУ Владимирской области «Экология региона», а также в учебном процессе ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский государственный экономический университет», что подтверждено документами о внедрении.

Публикации результатов исследования. Основные результаты и положения исследования отражены в 18 научных статьях, в том числе в 13 статьях, опубликованных в рецензируемых журналах, включенных в рекомендованный список ВАК Российской Федерации, 2 журналах из базы Scopus, общим объемом 13,5 п.л. (в том числе авторским – 4 п.л.).

Структура диссертации. Цели и задачи диссертационного исследования определили его структуру. Структура диссертационного исследования раскрывается во введении, трех глав, заключении. Диссертационная работа содержит 202 страницы основного текста, включает список использованной литературы из 243 наименований, 14 таблиц, 22 рисунка, 2 приложения.

ГЛАВА 1. ТЕНДЕНЦИИ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕСУРСОВ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РФ В СОВРЕМЕННЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

1.1. Сущность экономики газовой отрасли РФ в современных экономических условиях

Газовая отрасль РФ является опорной отраслью российского ТЭК, существенно влияющей на макроэкономическую стабильность, повышение конкурентоспособности национальной экономики и обеспечение экономической и энергетической безопасности РФ [72]. Предприятия газовой отрасли РФ создают надежный источник дохода государственного бюджета, участвуют в реализации экономических и социально значимых государственных проектов, способствуют развитию сопряженных отраслей реального сектора экономики (в том числе химической промышленности, черной и цветной металлургии, машиностроения, приборостроения, и т.д.), а также формируют устойчивые внешнеэкономические связи, стимулирующие приток иностранного капитала в российские газовые проекты и включение российского природного газа вместе с его производными продуктами в глобальные цепочки добавленной стоимости. Кроме того, газовая отрасль РФ является одной из наиболее перспективных отраслей национальной экономики РФ по потенциальному вкладу в низкоуглеродное развитие национальной экономики РФ ввиду наибольшей экологичности природного газа среди органического топлива [68]. В условиях стратегического ориентирования РФ на социо-экономическое развитие с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. [44] и связанного с этим целью России по достижению углеродной нейтральности национальная газовая промышленность России может предложить широкий спектр решений (в т.ч. по развитию низкоуглеродной водородной энергетики на базе природного газа [69]), позволяющих существенно сократить выбросы парниковых газов [70].

Имеющиеся опубликованные данные Министерства финансов [203] за последние годы (см. таблицу 1) демонстрируют существенный среднегодовой вклад в федеральный бюджет РФ на уровне около 1347 млрд. руб посредством

уплаты экспортной пошлины и налога на добычу полезных ископаемых, что составляет более 6 % от совокупных доходов государственного бюджета РФ.

Таблица 1. Вклад газовой отрасли в федеральный бюджет
(по материалам [203])

Вклад газовой отрасли в федеральный бюджет	2019	2020	2021	2022	2023
Доходы федерального бюджета, всего (млрд. руб.)	20 188,8	18 719,1	25 286,5	27 824,4	29 124,1
Нефтегазовые доходы (млрд. руб.)	7 924,3	5 235,2	9 056,5	11 586,2	8 822,3
Процент нефтегазовых доходов в бюджете	39%	28%	36%	42%	30%
Газовые доходы (включая экспортную пошлину и НДС, млрд. руб.)	1322,70	921,30	1703,18	3502,20	1785,30
Налог на добычу полезных ископаемых (газ, млрд. руб.)	627,0	482,2	577,8	1 872,1	1 219,3
Экспортная пошлина от реализации газа (млрд. руб.)	695,7	439,1	1 125,4	1 630,1	566,0
Процент газовых доходов в совокупных доходах федерального бюджета	7%	5%	7%	13%	6%

Во многом вышеуказанный позитивный экономический эффект, приносимый газовой отраслью РФ для национальной экономики РФ обусловлен деятельностью предприятий газовой отрасли РФ на внешних рынках. Ключевым рынком для российского природного газа в течение долгого времени, начиная с конца шестидесятых годов прошлого века, являлся газовый рынок ЕС. На протяжении десятилетий Советский Союз и впоследствии Российская Федерация последовательно выстраивали сотрудничество с Европейским Союзом в области газового бизнеса, результатом которого стало создание и развитие совместных проектов, предприятий, трансграничной, капиталоемкой газотранспортной инфраструктуры, используемой для экспортных поставок российского природного

газа в ЕС, а также обширного контрактного портфеля на поставку и транспортировку российского природного газа в ЕС [104].

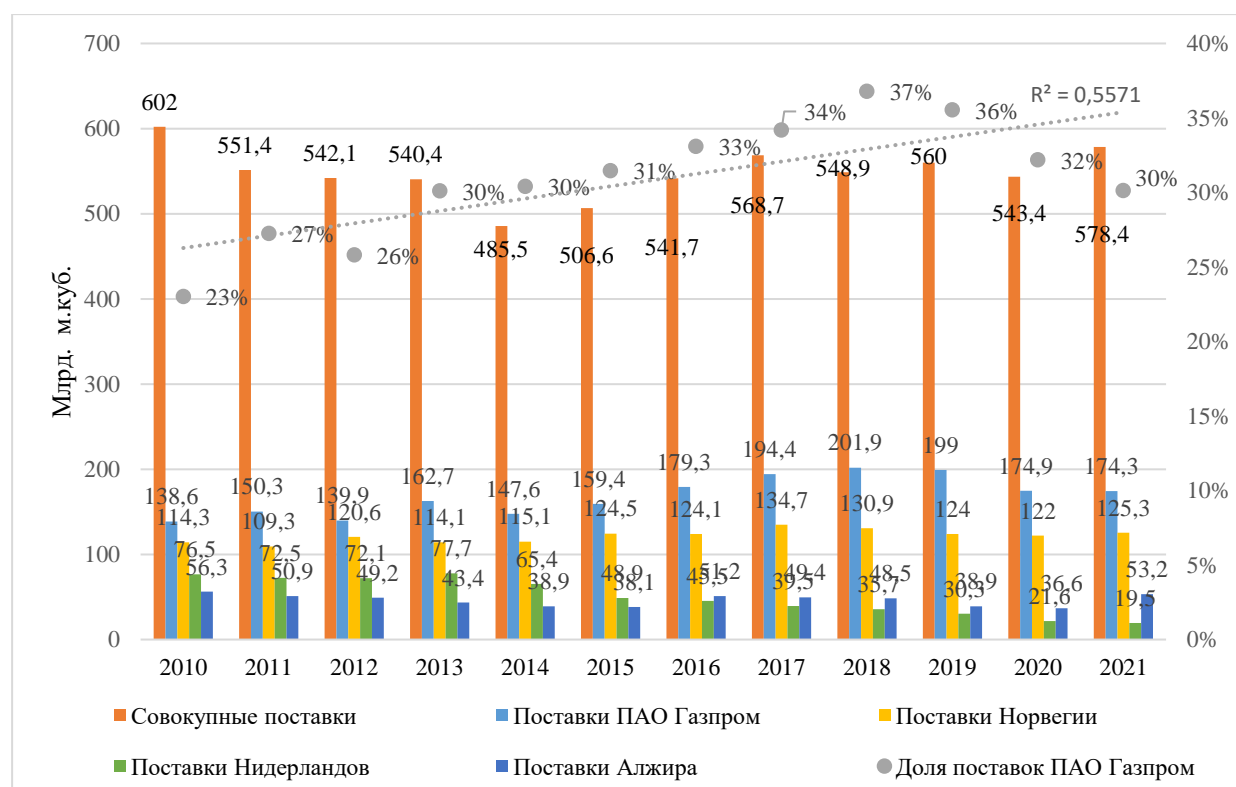


Рис. 1. Поставки крупнейших экспортеров природного газа в европейское дальнее зарубежье (по материалам [125,126,127,128])

В соответствии с федеральным законом (далее – ФЗ) от 18.07.2006 № 117-ФЗ (ред. от 24.04.2020) «Об экспорте газа» [1] исключительное право на экспорт природного газа закрепляется за собственником Единой системы газоснабжения (далее – ЕСГ), т.е. ПАО «Газпром». Доля российского природного газа, реализуемого ПАО «Газпром» в европейское дальнее зарубежье (далее – ЕДЗ), на протяжении длительного времени сохраняла доминирующее положение в структуре совокупного экспорта природного газа. Для примера на рисунке 1 отображены поставки трубопроводного природного газа (далее – ТПГ) в период с 2010 по 2021 год, демонстрирующие лидирующее положение РФ, а также восходящую экспортную динамику российского природного газа на данном рынке. Средняя доля поставок ПАО «Газпром» за данный период составляет 31 % (расчет по данным [125,126,127,128]). Остальные наиболее крупные экспортеры природного газа в Европу (Норвегия, Нидерланды, Алжир) существенно отставали

от ПАО «Газпром». На их поставки приходились следующие средние доли за тот же период соответственно: 22%, 8%, 9% (расчет по данным [125,126,127,128]).

Весьма показательным периодом поставок природного газа в ЕС является 2020 год, протекающий в условиях глобального экономического спада, вызванного последствиями пандемии COVID-19. Данный кризисный период в связи с введенными режимами локдаунов сопровождался существенным мультипликативным спадом экономической активности в еврозоне, повлиявшим на сжатие спроса на природный газ и, соответственно, снижение цен на европейских газовых торговых площадках – хабах до рекордно низкого уровня. За первый квартал 2020 г. цена фьючерсов «месяц вперед» на самом ликвидном европейском газовом хабе снижалась более чем на 60 % [74]. При этом поставки российского ТПГ в ЕС в данный кризисный период оставались стабильно на высоком уровне (около 32% в годовом исчислении в совокупном экспорте газа в ЕС [127]), демонстрируя тем самым более высокую конкурентоспособность по сравнению с поставками СПГ, экспорт которого в сложившейся конъюнктуре рынка едва мог покрывать операционные расходы поставщиков СПГ [90].

Опыт данной рецессии позволяет судить о том, что в условиях экономических кризисов, циклических, структурных или иных других, связанных с обрушением спроса на энергоресурсы, возникают значительных риски ухода с газового рынка ЕС поставщиков СПГ, и компенсация дефицита предложения такого рода может быть обеспечена за счет увеличения поставок российского трубопроводного газа. Последний тем самым в кризисных условиях выступал в качестве стабилизатора рынка.

Таким образом, на протяжении долгого времени экономических спадов и подъемов экспортный потенциал газовой отрасли РФ обеспечивал удовлетворение около одной трети совокупного спроса ЕС в природном газе. Однако, в настоящий момент современная энергетическая политика ЕС претерпевает радикальную трансформацию, в основе которой заложены тенденции по декарбонизации энергетического сектора ЕС [75,76,77,78], а также намерение о форсированном снижении энергетической зависимости от России и полном замещении

российского природного газа до 2027 г. Данное намерение отражено в утвержденном Европейской Комиссией плане REPowerEU [233] от 18.05.2022, а также в опубликованном совместном заявлении Европейской Комиссии и США от 25.03.2022 по вопросу европейской энергетической безопасности [196], где, в частности, было обозначено намерение сторон прекратить зависимость ЕС от российских энергоносителей до 2027 г. При этом инициативы ЕС в области декарбонизации в неявном виде также нацелены на снижение энергетической зависимости ЕС от импорта энергоносителей из третьих стран [76,78].

Следует отметить, что стремление ЕС снизить зависимость от предприятий газовой отрасли РФ появилось задолго до утверждения плана REPowerEU и на протяжении последних двух десятилетий активно реализовывалось посредством последовательного реформирования газового рынка ЕС, направленного на его либерализацию, а также посредством политики форсированного развития возобновляемых источников энергии (далее – ВИЭ) и декарбонизации экономики ЕС [76,78], значительно усиленной социально-экономической программой Зеленый курс ЕС (The European Green Deal) [239]. Европейскими органами власти были осуществлены три значимых волны комплексных регулятивных изменений, связанных с принятием соответствующих энергетических пакетов [65]. Каждый из последующих утвержденных энергопакетов ЕС усиливал и расширял предыдущий, в результате чего была сформирована действующая регулятивная база газового рынка ЕС, ограничивающая права и влияние поставщиков природного газа из третьих стран. Кроме того, в декабре 2021 г. Европейской Комиссией была представлена законодательная инициатива по пересмотру ключевых документов¹ так называемого Третьего энергопакета (далее – ТЭП) [143,144] на предмет усиления роли европейских потребителей, развития транспорта водородного энергоносителя, в том числе за счет перекрёстного субсидирования, запрета долгосрочных контрактов на поставку природного газа после 2049 г., а также усиления в целом государственного вмешательства в функционирования газового

¹ Изменения внесены в Газовую директиву 73/2009/ЕС и Регламент об условиях доступа к сетям транспортировки газа 715/2009/ЕС

рынка. Однако принципиальным нововведением в современной энергетической политике ЕС стал декларируемый в 2022 г. полный отказ ЕС от российского природного газа в среднесрочной перспективе [233].

Ряд факторов, включающих последствия вышеобозначенного реформирования газового рынка ЕС, интенсификацию развития европейской энергетической системы на базе ВИЭ и декарбонизацию энергетического сектора ЕС в целом, влияние глобального экономического кризиса в связи с пандемией COVID-19 [74,75,76], а также усилившуюся межрегиональную конкуренцию между газовыми рынками Азиатско-Тихоокеанского региона [90] и ЕС, привели в 2021 г. к сильнейшему энергетическому кризису в ЕС, сопровождаемому беспрецедентным ростом цен и гиперволатильности на европейских газовых хабах

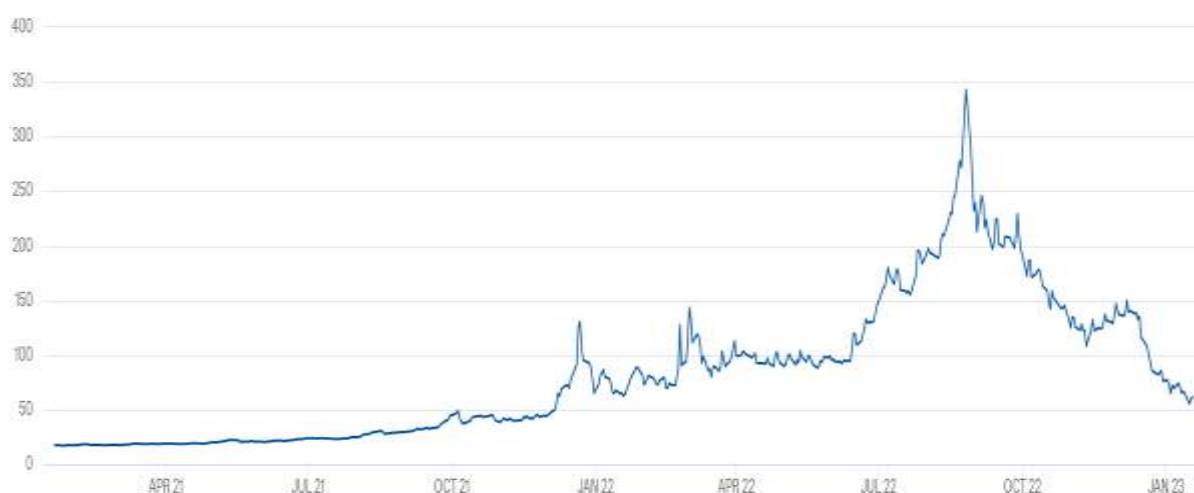


Рис. 2. Цены фьючерсов TTF «месяц вперед» [129]

Рисунок 2 наглядно демонстрирует восходящую ценовую динамику фьючерсов «месяц вперед» с высокой степенью волатильности на наиболее ликвидном газовом хабе ЕС – TTF [129]. Так, в период с мая 2021 г. по май 2022 г. цена фьючерсов «месяц вперед» была увеличена приблизительно на 400%, с августа 2021 г. по август 2022 г. – на 900% (расчет по данным [129]).

Такой уровень цен на энергоносители в ЕС спровоцировал сверхвысокую для еврозоны инфляцию. По данным макроэкономического анализа Европейского центрального банка (далее – ЕЦБ) [218] гармонизированный индекс потребительских цен (НІСР) в еврозоне, начиная с 2022 г. превышал уровень 6% и во втором полугодии 2022 г достигал рекордные 10% (см. рисунок 3). В случае прерывания импорта энергоносителей в ЕС уровень инфляции по оценке ЕЦБ может вернуться к рекордным значениям.

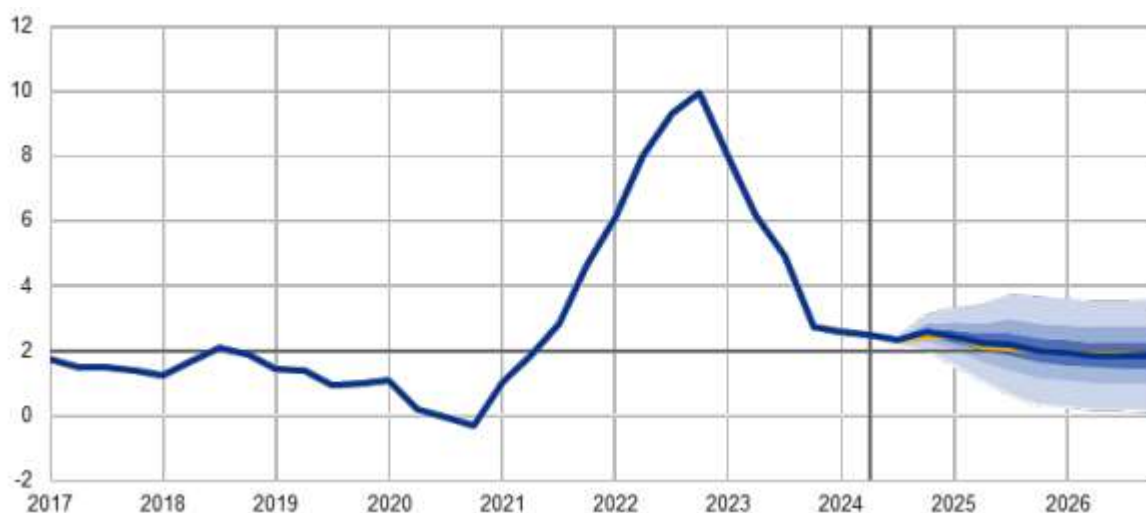


Рис. 3. Гармонизированный индекс потребительских цен в еврозоне, % [218]

Сложившаяся в условиях энергетического кризиса ЕС конъюнктура газового рынка ЕС с высоким уровнем цен и высокой степенью их волатильности может сохраниться в обозримой перспективе в связи с санкционными ограничениями, введенными ЕС в 2022 г. в отношении российских энергоресурсов [119]. Введенные с февраля 2022 г. многочисленные пакеты экономических санкций ЕС в отношении РФ, включающие заморозку российских активов, валютных резервов ЦБ, запрет на инвестиции в проекты РФ, поставку технологий, приостановку работы над совместными капиталоемкими инфраструктурными проектами (в т.ч. проект Северный поток – 2) и многие другие экономические ограничения существенно усугубили сложившуюся в ходе энергетического кризиса конъюнктуру газового рынка ЕС. Одни только технологические санкции привели к невозможности осуществления ремонта и технического обслуживания газотурбинных двигателей на компрессорной станции «Портовая», что в итоге привело к сокращению поставок по трубопроводу «Северный поток-1». В

дальнейшем диверсии, произошедшие в сентябре 2022 г., на магистральных газопроводах (далее – МГ) «Северный поток – 1» и «Северный поток – 2» окончательно ограничили в настоящий момент поставки по двум ниткам МГ «Северный поток – 1» и по одной из ниток МГ «Северный поток – 2».

Вышеописанные недружественные санкционные действия со стороны ЕС обозначили необходимость введения со стороны РФ контрмер, направленных на снижение рисков заморозки средств, полученных за реализацию российского природного газа. Так, Указом Президента РФ от 31.03.2022 № 172 «О специальном порядке исполнения иностранными покупателями обязательств перед российскими поставщиками природного газа» [14] был утвержден принципиально новый порядок оплаты с 1 апреля 2022 г. поставок российского природного газа в иностранные государства, совершающие в отношении Российской Федерации, российских юридических лиц и физических лиц недружественные действия. Данный порядок в целях проведения расчетов за поставку газа обязывает иностранных покупателей российского природного газа открывать специальные счета (рублевые счета и валютные счета типа «К») в уполномоченном банке АО Газпромбанк, тем самым перенося операции проведения расчетов за поставки российского природного газа в российскую юрисдикцию посредством российского уполномоченного банка. Таким образом, иностранные покупатели вместо перевода средств на счета российского поставщика в иностранных банках должны осуществлять необходимый перевод средств в иностранной валюте на открытые ими специальные валютные счета типа «К» в уполномоченном банке РФ. Далее происходит продажа иностранной валюты уполномоченным банком на финансовом рынке и последующее поступление вырученных средств в рублях на рублевый счет типа «К» иностранного покупателя. Обязательство по оплате иностранным покупателем поставки российского природного газа считается исполненным, когда средства с рублевого счета типа «К» иностранного покупателя зачисляются на рублевый счет российского поставщика в уполномоченном банке.

Как отмечает А.А. Конопляник [226], вышеописанная новая схема оплаты российского природного газа снижает также риски прерываемости поставок для

европейских покупателей природного газа, поскольку зачисленные средства за оплату поставки российского природного газа на валютный счет поставщика в зарубежном банке с высокой долей вероятности могли быть заморожены зарубежным банком, что, в свою очередь, привело бы к потенциальным ответным мерам со стороны российского поставщика природного газа.

Органы власти ЕС подвергли данную схему оплаты российского природного газа резкой критике в связи с тем, что, по их мнению, Указ Президента РФ от 31.03.2022 № 172 может привести к обходу РФ санкционных ограничений, введенных ЕС. Однако обязывающего запрета на следование требованиям предложенной РФ схемы оплаты российского природного газа со стороны органов власти ЕС не последовало. На момент написания исследования большинство стран-членов ЕС приняло предложенный РФ порядок оплаты российского природного газа. Исключением стали следующие страны: Польша, Болгария, Финляндия, Дания и Нидерланды. Компании-покупатели российского газа данных стран отказались осуществлять платежи за поставляемый российский газ в рублях в соответствии с Указом Президента РФ от 31.03.2022 № 172, что привело к соответствующим приостановкам поставок российского природного газа. Такие действия со стороны европейских контрагентов усугубляют имеющийся дефицит на газовом рынке ЕС, вследствие чего поддерживается сверхвысокий уровень цен на газовых хабах и энергетической инфляции в еврозоне.

Следует отметить, что переход на оплату российского природного газа в соответствии с Указом Президента РФ от 31.03.2022 № 172 является началом новой эпохи газовых взаимоотношений между Россией и ЕС. Председатель Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллер в своем выступлении на панельной сессии «Мировой рынок нефти и газа сегодня и завтра» Петербургского международного экономического форума в 2022 г. [122] обозначил данный период, как начало смены парадигмы глобального доминирования доллара и институтов Бреттон-Вудской финансовой системы на парадигму усиления национальных валют и роли товарно-сырьевых рынков, в частности предложения на данных рынках. В такой парадигме у российской газовой отрасли открывается большой потенциал для

построения новых альянсов и энерго-экономических объединений на базе торговых отношений с учетом национальных валют, прогнозируемых горизонтов инвестирования и потребления природного газа.

Следующей контрмерой со стороны РФ стало введение Указа от 03.05.2022 № 252 «О применении ответных специальных экономических мер в связи с недружественными действиями некоторых иностранных государств и международных организаций», во исполнение которого был установлен ряд ограничений на осуществление сделок, финансовых операций и других экономических взаимодействий с перечнем европейских газовых компаний [17].

Отдельно представляется важным выделить следующую ключевую сущностную особенность современной энергетической политики ЕС применительно к газовому рынку. На протяжении долгого времени в основе архитектуры газового рынка ЕС лежал принцип либерализации рынка, направленный на демонополизацию, поддержку конкуренции и свободной экономической активности участников рынка. Принцип свободного газового рынка ЕС предполагал минимальное вмешательство государства в функционирование рынка. Однако начавшийся в ЕС энергетический кризис, описанный выше, в значительной степени спровоцировал разворот ЕС в сторону усиления административного вмешательства в функционирование газового рынка ЕС [81]. Беспрецедентными по своему замыслу являются следующие инициативы такого рода, продвигаемые в настоящее время наднациональными и национальными органами власти ЕС:

1. Административный запрет на реализацию международного инфраструктурного проекта «Северный поток - 2». Федеральное министерство экономики и защиты климата Германии в соответствии с поручением федерального канцлера Германии О. Шольца приостановило процесс сертификации газопровода Северный поток- 2. Данная приостановка проекта представляет собой политическую дискриминацию инвесторов-участников проекта и подрывает доверие инвесторов в отношении к крупным

инфраструктурным инвестиционным проектам такого рода, находящимся в юрисдикции ЕС.

2. Создание административных обязывающих норм резервирования природного газа в европейских подземных газовых хранилищах (далее – ПХГ). В мае 2022 г. Совет ЕС и Европейский парламент согласовали предложенные Европейской Комиссией изменения в Регламент ЕС 2017/1938 [191], утверждающие обязывающие требования по заполнению европейских ПХГ на уровне 80% от общего объема хранения к 1 ноября 2022 г., и на уровне 90% к 1 ноября каждого последующего года.
3. Введение потолка цен на торговых газовых площадках ЕС.
4. Создание энергетической платформы (EU Energy Platform) для централизованных коллективных закупок природного газа государствами-членами ЕС.
5. Централизованные сокращения спроса на газ.
6. Потенциальный запрет долгосрочных контрактов на поставку природного газа после 2049 г., предлагаемый Европейской Комиссией в рамках вышеуказанной инициативы по пересмотру ключевых документов ТЭП [50, 144]. Долгосрочные контракты являются критически важным инструментом для поставщиков природного газа с т.з. прогнозируемости денежного потока, необходимого для развития добычных мощностей. Запрет на использование данного инструмента может усугубить недоинвестированность газовой отрасли РФ и дефицит на газовом рынке ЕС.
7. Потенциальное перекрестное субсидирование развития трубопроводного транспорта водородного энергоносителя в ЕС за счет пользователей европейских газотранспортных сетей природного газа, включая российского поставщика природного газа. Данная инициатива предлагается Европейской Комиссией в рамках вышеуказанного пересмотра ключевых документов ТЭП.

Дополнительно к вышеобозначенным инициативам, со стороны европейских властей может быть предпринята попытка влияния на предприятия российской

газовой отрасли посредством различных налоговых инициатив. Имеются риски расширения имеющегося налогового законодательства ЕС путем включения в него положений, распространяющих на российских поставщиков природного газа дополнительное налоговое бремя путем различных прямых или косвенных налогов, пошлин, заградительных тарифов или иных других дискриминационных взиманий. Такие попытки предпринимались в Республике Болгария в 2023 г., когда органами власти данной страны инициировалось введение дискриминационного дополнительного налога на транзит российского газа по территории Болгарии [159]. Не исключается также внесения соответствующих дискриминационных изменений в имеющееся Трансграничное углеродное регулирование ЕС (Carbon border adjustment mechanism) [209], а также регулирование европейского рынка квот на выбросы углекислого газа.

Таким образом, в рамках современной европейской энергетической политики обозначились следующие тенденции, влияющие на развитие ресурсной базы газовой отрасли России: намерение на сокращение в краткосрочной и полный отказ в среднесрочной перспективе от импорта российских энергоносителей, беспрецедентное санкционное давление в отношении энергетического сектора РФ (в т.ч. технологические, финансово-экономические, территориально-логистические и др. ограничения), усиление административного вмешательства в функционирование газового рынка ЕС, форсированная декарбонизация энергетики ЕС и активное развитие энергетической системы ЕС на базе возобновляемых источников энергии [81].

Данные тенденции носят фундаментальный характер, беспрецедентный по степени своего влияния на развитие ресурсной базы газовой отрасли РФ за всю историю российско-европейских экономических взаимоотношений в сфере газового бизнеса. Изменения такого масштаба на основном рынке сбыта российского природного газа несут в себе колоссальные риски для газовой отрасли РФ и являются существенным основанием для разработки концепции использования ресурсов газовой отрасли России в современных экономических реалиях и в условиях необходимости снижения углеродного следа. Успешная

реализация стратегических инициатив ЕС грозит РФ потерей существенной доли на европейском газовом рынке. Таким образом, наличие вышеуказанной концепции позволит определить потенциальные направления для развития ресурсов газовой отрасли РФ, компенсирующие сжатие доли российского природного газа на европейском газовом рынке.

В свете утверждённой в РФ Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года [44], а также других многочисленных законодательных и стратегических национальных инициатив РФ в области борьбы с изменениями климата и декарбонизации важным аспектом разработки концепции является ее опора на принципы низкоуглеродного развития. В этой связи имеющаяся в профессиональной научной литературе дилемма о путях экономического развития России (сырьевого и инновационно-технологического) [106, 107] при помощи предлагаемой в рамках исследования концепции в условиях финансово-технологических санкционных ограничений с большей вероятностью может разрешиться в пользу инновационно-технологической низкоуглеродной модели национальной экономики.

1.2. Газовая отрасль РФ в условиях эволюции

внешних вызовов

Газовая отрасль СССР и в дальнейшем РФ с момента выхода на европейский газовый рынок находилась в условиях постоянно меняющейся внешнеэкономической среды, продиктованной актуальной европейской энергетической политикой. Наиболее фундаментальные изменения устройства и функционирования газового рынка ЕС начали происходить в конце девяностых годов прошлого столетия, когда странами ЕС был запущен процесс системных, комплексных реформ по либерализации газового рынка. К тому времени газовый рынок ЕС был одним из наиболее ликвидных региональных рынков, подкрепленных развитой газотранспортной инфраструктурой. При этом развитие многих европейских газотранспортных проектов происходило при сотрудничестве

с российскими предприятиями газовой отрасли РФ, а также непосредственно российско-европейскими совместными предприятиями [105].

До либерализации газовый рынок ЕС базировался на экономическом взаимодействии вертикально-интегрированных предприятий (далее - ВИП), в основе которого лежали долгосрочные контракты, позволяющие вовлеченным контрагентам на длинных временных горизонтах обеспечивать гарантированное финансово-экономическое планирование на базе баланса прогнозируемого долгосрочного профиля поставок природного газа и соответствующей отдачи на вложенные инвестиции в производство и логистику природного газа [228]. При этом ВИП контролировали все сегменты газового бизнеса, включая добычу, транспортировку, маркетинг и сбыт природного газа. В тот период газовый рынок ЕС основывался на экономической деятельности ограниченного числа крупных газовых предприятий, что, в свою очередь, затрудняло вход на рынок новым потенциальным его участникам. Такие рыночные условия вместе с существующим опытом либерализации рынка США и Великобритании явились толчком для органов власти ЕС по инициированию либерализации газового рынка ЕС. При этом за этой целью у европейских органов власти стоял сугубо прагматический экономический интерес, заключающийся в создании таких условий организации рынка, которые способствовали бы усилению конкуренции, появлению новых рыночных игроков, увеличению количества торговых сделок и в конечном итоге снижению уровня цен для европейских потребителей [91]. Следствием снижения цен является снижение себестоимости европейской продукции и, соответственно, увеличение ее конкурентоспособности [106]. При этом также ставилась амбициозная задача по созданию единого внутреннего европейского рынка.

Период до либерализации сопровождался активными интеграционными процессами между газовыми отраслями России и стран-членов ЕС, что привело к созданию множества российско-европейских совместных предприятий (в т.ч. в Германии WINGAS, WIEH; в Финляндии Gasum; в Греции Prometheus Gas; в Венгрии Panrusgas; в Польше Europol Gas), позволяющих заниматься реализацией

и распределением газа внутри Европы, а также развивать совместные капиталоемкие инфраструктурные газотранспортные проекты [105].

В рамках процесса либерализации газового рынка ЕС можно выделить четыре знаковых события, условно разделяющих длительный процесс либерализации на четыре основные стадии:

- Принятие 22 июня 1998 г. органами власти ЕС первой Газовой директивы 98/30/ЕС [123], утверждавшей базовые основы демополизации газового рынка путем введения правил для газовых предприятий по ведению раздельного учета деятельности в части производства, магистрального транспорта, хранения и распределения конечным потребителям природного газа.
- Принятие 26 июня 2003 г. органами власти ЕС второй Газовой Директивы 2003/55/ЕС [124], предписывавшей уже разделение направлений деятельности по транспортировке, распределению, поставке природного газа в отдельные юридические лица. При этом важным аспектом данной Директивы явился принцип обязательного доступа третьих лиц к пользованию газотранспортной инфраструктурой. После утверждения данного «энергopakета» ОАО «Газпром» не могло быть собственником европейских газотранспортных компаний-операторов.
- Принятие в 2009 г. органами власти ЕС пакета регулятивных документов, включающих в себя третью Газовую директиву 2009/73/ЕС вместе с другими дополнительными документами. Данный законодательный пакет, известный как «Третий энергopakет» (ТЭП), является знаковым по силе нововведенных обязывающих изменений архитектуры газового рынка ЕС. Одним из наиболее значимых положений ТЭП стало требование о структурном реформировании ВИП, известное как «анбандлинг» и заключающееся в необходимости отделения естественно-монопольного вида деятельности (транспортировку) от конкурентного (производство и продажа) [58]. Другими ключевыми требованиями ТЭП стали: усиление влияния регулирующих органов на газовый рынок ЕС, появление независимых

операторов (транспортировка, распределение, хранение), образование рыночных зон по типу «вход/выход». Дальнейшим по хронологии логическим развитием либерализации европейского рынка на базе ТЭП стало утверждение ряда сетевых кодексов (2013-2017 гг.), регулирующих детали распределения транспортных мощностей, балансировки газотранспортных сетей, технического и оперативного взаимодействия, а также тарифообразования на газовом рынке ЕС. С принятием ТЭП ПАО «Газпром» вынуждено было отказаться от многих имеющихся долей в европейских газотранспортных активах (в т.ч. в компаниях Lietuvos dujos и Amber grid в Литве, Eesti Gaas в Эстонии, Interconnector в Великобритании, Gasum в Финляндии).

- Инициатива Европейской Комиссии по пересмотру основных документов ТЭП [143,144], инициированная в декабре 2021 г., в целях усиления роли европейских потребителей, развития транспорта водородного энергоносителя, в том числе за счет перекрёстного субсидирования, запрета долгосрочных контрактов на поставку природного газа после 2049 г., создания норм резервирования природного газа в европейских подземных газовых хранилищах, а также усиления в целом государственного вмешательства в функционирование газового рынка ЕС. Данная инициатива Европейской Комиссии была вызвана развернувшимся в ЕС энергетическим кризисом, а также необходимостью приведения ТЭП в соответствии с целями законодательной программы ЕС «Fit for 55» [219], являющейся неотъемлемой частью Зеленого курса ЕС.

Долгосрочный поступательный процесс либерализации газового рынка существенно повлиял на внешнеэкономическую деятельность газовой отрасли РФ и развитие ее ресурсов, вынуждая ее предприятия адаптироваться к вышеописанным законодательным изменениям, вводимым со стороны органов власти ЕС. По мере усиления вышеуказанного регулирования газового рынка ЕС на поставщиков природного газа из третьих стран (в том числе из России), в ЕС

накладывались все большие ограничения, интенсивность интеграционных процессов российско-европейских газовых взаимоотношений снижалась.

Таким образом, вышеуказанные вехи позволяют судить о том, что проект либерализации газового рынка ЕС потребовал более 20 лет для создания соответствующей регулятивной базы, утверждающей правила функционирования газового рынка. На протяжении этих лет происходило последовательное, закономерное расширение, усложнение и усиление вышеописанных принципов свободного рынка. Однако, опыт энергетического кризиса ЕС, начавшегося в 2021 г., продемонстрировал, что сформированная в результате либерализации архитектура газового рынка ЕС оказалась несостоятельной в сложившихся современных экономических реалиях [74,75,78]. Затяжная ситуация дефицита на газовом рынке ЕС обнаружила уязвимость действующей рыночной модели газового рынка ЕС. В целях корректировки выявленных провалов данного рынка со стороны органов власти ЕС был предложен ряд таких административных мер, как создание обязывающих норм резервирования природного газа в европейских подземных газовых хранилищах, утверждение целевых показателей по сокращению потребительского спроса на газ, поддержка перекрестного субсидирования развития трубопроводного транспорта водородного энергоносителя в ЕС за счет пользователей европейских газотранспортных сетей природного газа, создание энергетической платформы для централизованных коллективных закупок природного газа государствами-членами ЕС, введение потолка цен на торговых газовых площадках, а также иных дискриминационных нерыночных мер в отношении поставок российского природного газа. Данные меры в совокупности с экономическими санкциями ЕС в отношении российского энергетического бизнеса идут вразрез с логикой либерализации и концепции свободного рынка, что позволяет констатировать начало новой фазы функционирования газового рынка ЕС, при которой командно-плановые или административные меры будут играть все большую роль.

Другим не менее важным направлением энергетической политики ЕС, оказывавшим значительное влияние на развитие ресурсов газовой отрасли РФ, был

последовательно усиливающийся курс ЕС на декарбонизацию энергетики и низкоуглеродное развитие. Данный вектор энергополитики ЕС на протяжении нескольких десятилетий претерпевал планомерное поступательное усиление [76,78]. Одно из первых значимых обязывающих законодательств ЕС в области климата и энергетики (The 2020 Climate and Energy Framework) [240] вступило в силу в 2009 г. и устанавливало целевые показатели ЕС к 2020 г. по сокращению выбросов парниковых газов на 20% по сравнению с 1990 г., увеличению доли ВИЭ в энергопотреблении до 20% и снижению потребления первичной энергии на 20%.

Далее вышеперечисленные целевые показатели ЕС были определены для 2030 г. в рамках законодательства (The 2030 Climate and Energy Framework) [241]. С утверждением в 2019 г. социально-экономической программы ЕС Зеленый курс [239], направленной на достижение климатической нейтральности (нетто-нулевых выбросов парниковых газов) ЕС к 2050 г., политика декарбонизации энергетики ЕС вышла на новый качественный уровень: ужесточились целевые показатели в области климата (завышено сокращение парниковых газов с 40% до 55% на 2030 г. по сравнению с 1990 г.), появилось множество регулятивных инициатив, ослабляющих позиции импортного природного газа в энергобалансе ЕС, а также был утвержден ряд соответствующих стратегических документов. Примечательно, что тяжелые экономические последствия пандемии COVID-19 не только не смягчили климатический дискурс ЕС, но и стимулировали дополнительные финансово-экономические меры (в размере 750 млрд.евро) для реализации экономического восстановления ЕС на основании декарбонизации и достижения энергоперехода [75].

В рамках регулятивных инициатив ЕС наиболее значимые и влияющие на деятельность российских поставщиков природного газа были Таксономия устойчивых инвестиций ЕС [234] (далее – Таксономия ЕС), а также вышеуказанный пересмотр ключевых документов ТЭП, инициированный в декабре 2021 г. и трансграничное углеродное регулирование [209]. При разработке Таксономии ЕС Европейская Комиссия отошла от принципов технологической нейтральности и не учла анализ углеродного следа по всей производственно-

сбытовой цепочке, сделав акцент на всестороннюю поддержку ВИЭ и электротранспорта, не принимая во внимания преимущества решений по снижению выбросов, основанных на использовании природного газа.

Дополнительный делегированный акт [216] в рамках Таксономии, посвященный природному газу и атомной энергетике, классифицирует хозяйственную деятельность, связанную с природным газом как деятельность «переходного типа» в случае, если данная деятельность связана с электро-, теплогенерацией с использованием газа, а также выполняется ряд завышенных требований (например, пороговый показатель выбросов соответствующей генерации не должен превышать 100 г CO₂/кВт-ч за весь эмиссионный жизненный цикл). Регулирование такого рода будет трансформировать инвестиционный климат в сфере европейской энергетики, искажая пропорциональность финансовых потоков в различные направления низкоуглеродной энергетики, что в свою очередь приведет к несбалансированному финансированию определенной, ограниченной категории активов возобновляемой энергетики, а также увеличению дефицита инвестиций в низкоуглеродные проекты на основе природного газа. Набор завышенных требований Таксономии будет препятствовать появлению инвестиционных стимулов для развития газовых проектов и ресурсной базы отрасли в целом, увеличивая совокупные риски для инвестиционного сообщества.

Фактически со стороны органов власти ЕС последовательно формируется многоуровневая законодательная система, призванная увеличить стоимость заимствований и ограничить доступ к капиталу для компаний, связанных с ископаемыми видами топлива, включая природный газ. В рамках данной системы проекты в области природного газа не относятся к устойчивым видам экономической деятельности, в то время как использование природного газа могло бы принести существенный вклад в достижение климатических целей ЕС.

Важно принимать во внимание опыт рассмотренных законодательных инициатив ЕС в области климата и декарбонизации, поскольку не исключена вероятность появления подобного рода инициатив также и на других экспортных рынках, актуальных для сбыта ресурсов газовой отрасли РФ.

В ответ на вызовы политики декарбонизации ЕС со стороны газовой отрасли России в рамках Энергодиалога Россия-ЕС был представлен сценарий низкоуглеродного развития ЕС [175] на базе природного газа и водородного топлива, который предполагал три стадии: первая – замещение угля на природный газ в секторе электрогенерации и нефтяного моторного топлива на газовое, вторая – использование метано-водородных смесей, третья – переход на низкоуглеродное водородное топливо на базе природного газа. Далее данный сценарий эволюционировал в более детальное изучение каждого из представленных направлений.

По результатам проведенного анализа можно судить о том, что рассмотренная энергополитика ЕС по либерализации газового рынка и декарбонизации энергетики в явном виде была нацелена на поддержку внутреннего потребителя и, соответственно, на усиление конкурентоспособности продукции ЕС, наращивание собственного энергетического потенциала на базе ВИЭ, а также в неявном виде на снижение энергетической зависимости от российского природного газа. С утверждением новой энергетической политики ЕС на основе плана REPower EU данная цель была сформулирована органами власти ЕС в явной форме и определена в качестве стратегического приоритета, заключающегося в полном отказе от российского природного газа к 2027 г.

Исторически бесперебойные трубопроводные поставки российского природного газа на базе долгосрочных контрактов обеспечивали динамичный экономический рост ЕС, являлись гарантом конкурентоспособной европейской промышленности ввиду возможности долгосрочного планирования экономически приемлемых затрат на энергию, требуемую для производства продукции. Динамика роста поставок российского газа в ЕС демонстрирует прямую корреляцию с ростом уровня ВВП ЕС [68,169,201,204] (см. рисунок 4).

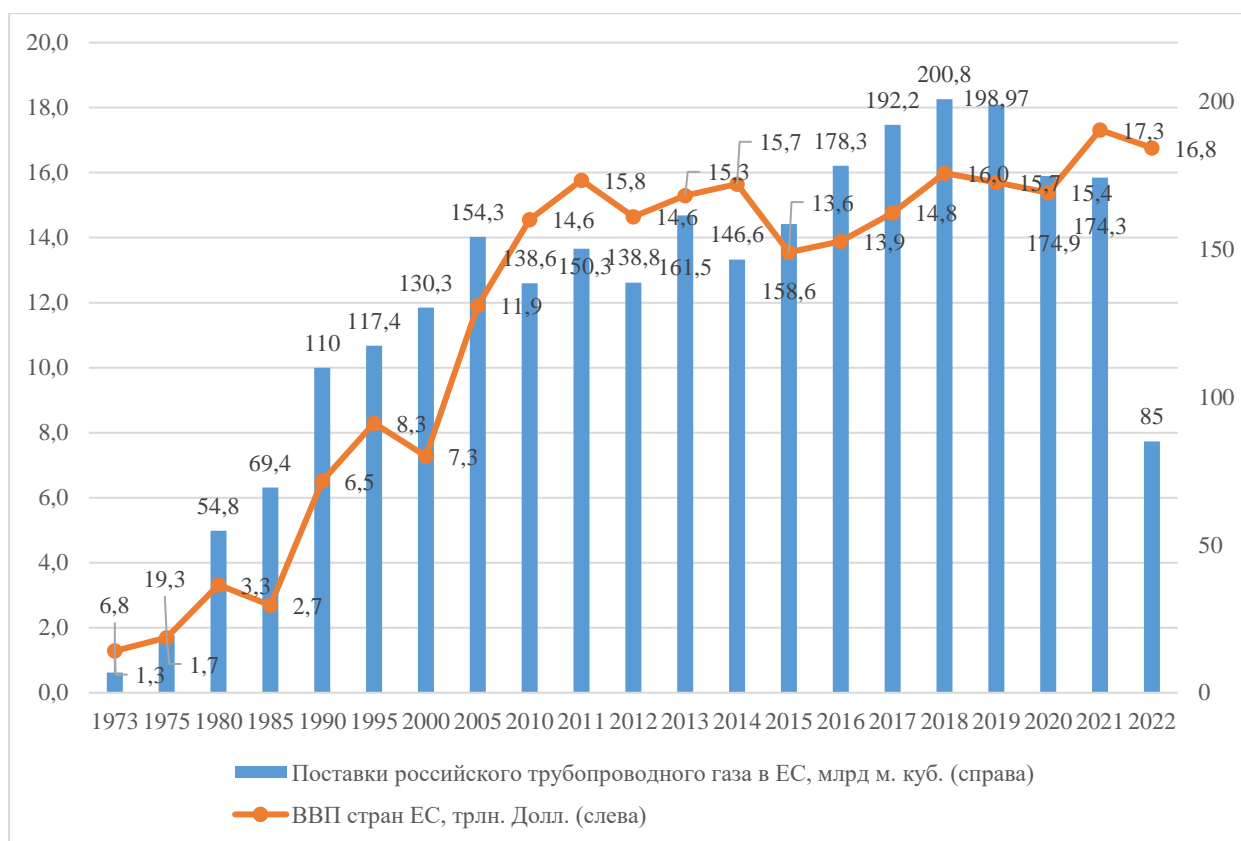


Рис.4. Динамика роста поставок российского природного газа в ЕС и ВВП ЕС (по данным [68,169,201,204])

Однако, текущее состояние энергетической политики ЕС несет в себе существенные риски деиндустриализации ЕС, оттока инвестиций и переноса индустриальных активов ЕС на более маргинальные энергетические рынки Азии, Северной Америки, а также риски увеличения социальной напряжённости. Для развития ресурсов газовой отрасли РФ такие последствия могут привести к дополнительному сжатию спросовой ниши на данном рынке.

1.3. Проблемы развития ресурсов газовой отрасли РФ в современных экономических реалиях и условиях решения проблемы снижения углеродного следа

Традиционно выручка от поставок российского трубопроводного газа в дальнее зарубежье на протяжении долгого времени являлась наибольшей в структуре совокупной выручки от реализации российского газа ПАО «Газпром» (см. рисунок 5) [169]. Расчет по располагаемым данным [169] демонстрирует, что с 2011 по 2021 гг. в рублевом выражении в среднем она составляла более 60% от

общей выручки, что около в 2,5 раз больше реализации газа на внутреннем рынке РФ.

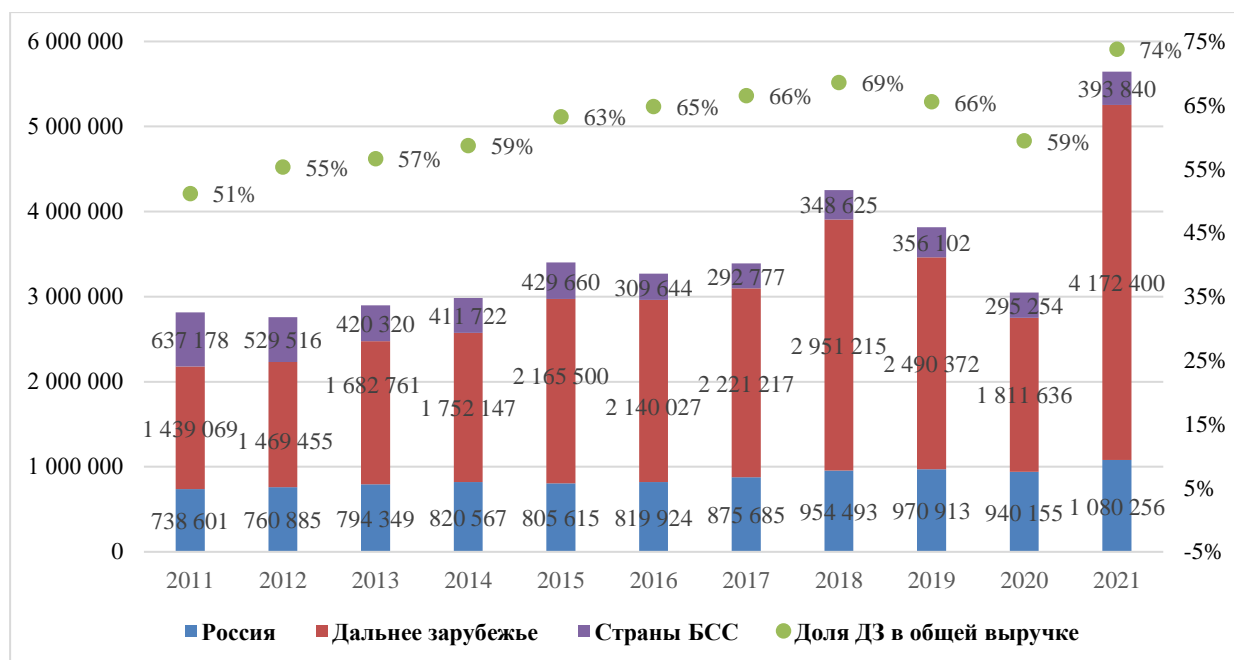


Рис. 5. Выручка от поставок российского трубопроводного газа в дальнее зарубежье (по данным [169])

Рассмотренная выше структура выручки позволяет судить о преобладании экспортно ориентированной модели в экономике управления ресурсами газовой отрасли РФ. Данная модель традиционно является драйвером развития газовых ресурсов, обеспечивая стабильный денежный поток не только для поддержки имеющихся и наращивания новых добычных, производственных, газотранспортных, генерирующих и др. мощностей, но и в рамках многочисленных социальных проектов РФ.

Радикальные изменения в современной энергетической политике ЕС, нацеленные на форсированное снижение зависимости от энергоресурсов РФ, полный отказ от импорта российского газа в среднесрочной перспективе вместе со значительным санкционным давлением в отношении национальной экономики РФ, ставят перед газовой отраслью РФ ряд следующих проблем для развития ее ресурсов: сужение спроса на крупнейшем рынке сбыта российского природного газа и сокращение экспортных доходов, запрет на приобретение зарубежных западных капиталоемких технологий, используемых в газовой отрасли, сокращение иностранных инвестиций в проекты газовой отрасли РФ и ограничения

на зарубежных рынках капитала, национализация зарубежных активов, принадлежащих предприятиям газовой отрасли РФ, создание административных барьеров в отношении реализации российских зарубежных газовых проектов посредством санкционного давления (в области технологий, финансов, логистики, страхования и др.), введение в ЕС возможных налоговых или иных пошлин на импорт российского природного газа.

Наиболее актуальной проблемой является сокращение экспортной выручки от поставок газа в ЕС ввиду искусственных административных ограничений на импорт российского газа, что несет в себе риски нарушения стабильного, прогнозируемого функционирования вышеописанной экспортно ориентированной модели газовой отрасли РФ и, соответственно, обеспечения должного уровня финансирования развития ресурсов газовой отрасли. При этом в краткосрочной перспективе может наблюдаться эффект умеренного влияния на сокращение экспортной выручки от поставок в ЕС ввиду того, что сокращаемые объемы импорта ЕС российского природного газа могут усугублять дефицит на рынке ЕС и, соответственно, поддерживать или усиливать высокий уровень цен на торговых газовых площадках ЕС. Однако, в среднесрочной и долгосрочной перспективе воздействие данного компенсирующего эффекта может быть нивелировано по мере достижения состояния профицита на газовом рынке ЕС.

Выпадение экспортной выручки, получаемой от реализации российского природного газа на европейском рынке, может быть восполнено частично за счет возможностей внутреннего рынка (в т.ч. посредством дальнейшего развития газификации, газохимии, газомоторного топлива), а также новыми экспортными направлениями и инновационными низкоуглеродными продуктами на базе ресурсов газовой отрасли, включая водород из природного газа и сероводорода, а также углеродно-нейтральные поставки природного газа (т.е. комбинации газа и углеродных единиц, компенсирующих выбросы парниковых газов данных поставок). С учетом низкомаржинальной специфики сбыта на внутреннем рынке газа РФ, обусловленной особенностями государственного регулирования цен на газ в соответствии с постановлением Правительства РФ от 29.12.2000 №1021 [18],

основу концепции использования ресурсов газовой отрасли России в современных экономических реалиях предлагается выстраивать как с упором на экспортный потенциал газовой отрасли РФ, обладающий наибольшим экономическим эффектом отдачи на вложенный капитал, так и на менее маржинальном внутреннем рынке. В этой связи особую актуальность приобретают растущие азиатские рынки сбыта, включая Китай, Иран, страны Южной Азии (Индия, Пакистан и др.), страны Юго-Восточной Азии (в т.ч. Индонезия, Вьетнам, Мьянма, Малайзия). Важность рынков Азиатско-Тихоокеанского региона многократно отмечалась Президентом РФ, т.ч. в рамках его Послания Федеральному собранию от 21.02.2023 [186]. Для доступа к этим рынкам потребуется выстраивание соответствующей разветвлённой товарно-логической инфраструктуры. Ввод в эксплуатацию второй очереди проекта «Сила Сибири», проекты «Сила Сибири – 2», «Союз Восток», дальневосточный газопровод станут основополагающей частью такой инфраструктуры.

Расширения сбыта российского природного газа и развитие газового бизнеса в сложившихся условиях представляет стратегический интерес также и на рынках ближнего зарубежья (в т.ч. Казахстана, Узбекистана, Туркменистана, Армении, Азербайджана). Территориальная близость данных стран к вышеперечисленным азиатским рынкам позволяет рассматривать участие в совместных газотранспортных инфраструктурных проектах, создающих гарантии долгосрочных поставок российского природного газа покупателям данных регионов, а также в различных торгово-финансовых своповых операциях с газом. Наличие разветвлённой газотранспортной инфраструктуры в регионе Средней Азии на базе магистральных газопроводов Средняя Азия – Центр, Бухара – Урал, Оренбург – Новопсков, Союз и др. является важным заделом для наращивания объемов реализации российского природного газа в данном регионе.

Особым стратегически приоритетным регионом для сбыта российского природного газа, а также укрепления имеющегося партнерства в газовой сфере является Турция. Длительный опыт бесперебойных поставок российского газа в Турцию с конца 80-х годов прошлого века, успешная реализация сложнейших

морских газотранспортных проектов (Голубой поток, Турецкий поток), соединяющих напрямую поставщика и турецких импортеров, а также ряд иных успешно реализованных российско-турецких энергетических проектов являются прочным основанием для дальнейшего развития газового бизнеса, в том числе и в рамках проекта «Турецкий газовый хаб» [205], получившего широкую поддержку руководства двух стран. Дополнительное поле для сотрудничества открывает также принятая руководством Турции «водородная стратегия» [207]. Данная стратегия также, как и ряд стратегических документов Российской Федерации в области водородной энергетики выделяет в качестве перспективного направления производство низкоуглеродного водорода, в том числе на основе природного газа. Такой подход предоставляет возможности для поиска совместных бизнес-решений в данной области, максимизирующих сбыт российского газа в целях производства низкоуглеродного водорода. Стратегически выгодное географическое положение инфраструктуры проекта «Турецкий поток» и его сухопутного продолжения с точки зрения близости к нескольким региональным энергетическим рынкам, а также наличие разветвлённой примыкающей газовой инфраструктуры и прочных торговых связей в регионе констатируют возможность рассмотрения диверсификации газового бизнеса посредством потенциальных водородных проектов [81].

Учитывая стратегический курс РФ на выстраивание национального социально-экономического развития с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года [44], весьма важным является максимизация низкоуглеродных решений на базе российского природного газа в рамках выстраивания концепции использования ресурсов газовой отрасли России в современных экономических реалиях. Одним из наиболее перспективных направлений в данной сфере может стать развитие низкоуглеродного водорода, производимого из ресурсов газовой отрасли (природный газ, сероводород). Появление данных направлений газового бизнеса может способствовать расширению низкоуглеродной продуктовой диверсификации газовой отрасли РФ, созданию дополнительных элементов в цепочках добавленной стоимости газовой отрасли, достижению максимального

эффекта отдачи от использования промышленной и логистической газовой инфраструктуры, появлению нового стратегического партнёрства в области низкоуглеродной водородной энергетики, а также принесению существенного вклада в рамках национальных стратегических инициатив РФ в области водородной энергетики, обозначенных в Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации (далее – Концепция) [28], а также Энергетической стратегии РФ на период до 2035 г. [41].

Другой проблемной зоной для развития газовой отрасли РФ в условиях внешних вызовов являются санкционные ограничения на приобретение западных технологий, используемых в газовой промышленности, а также обеспечение сервисного обслуживания имеющегося в РФ высокотехнологичного газового оборудования. Показательным примером последнего аспекта является отказ европейской компании-подрядчика от выполнения своих контрактных обязательств в части проведения ремонта и сервисного обслуживания газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции «Портовая» в рамках проекта «Северный поток» [155]. Данные случай и многие другие доказывают важность заявленных Президентом и Правительством РФ ориентиров по достижению технологического суверенитета [205], укрепляющего энергетическую безопасность РФ и обеспечивающего технологическую независимость РФ от третьих стран. В исследованиях А.А. Шкуты обосновывается важность перехода от сырьевой модели развития национальной экономики РФ с доминированием импорта зарубежных технологий за счет природных ресурсов к инновационно-технологической модели, предполагающей развитие отечественной промышленности на базе высоких технологий, инноваций [106,107]. В текущих экономических реалиях устремления Правительства РФ по достижению технологического суверенитета будут способствовать ускорению перехода национальной экономики к инновационно-технологической модели. Принимая во внимание стратегические цели РФ в области национального низкоуглеродного экономического развития, главной особенностью данного перехода может стать его низкоуглеродная направленность. В таком случае данный переход может быть

охарактеризован как переход к низкоуглеродной инновационно-технологической модели национального хозяйствования.

Следующая проблема – это ограничения на зарубежных западных рынках капитала и приостановка финансирования активов газовой отрасли РФ западными источниками. Актуальность данной проблематики в целом обозначалась Президентом РФ неоднократно, в т.ч. в рамках заседаний Совета при Президенте РФ по стратегическому развитию и национальным проектам [205], а также подчёркивалась важность достижения финансового суверенитета РФ путем выстраивания эффективного функционирования финансовой системы РФ при координации Минфина и Банка России. В качестве ответных мер на сложившуюся ситуацию Правительством РФ была инициирована работа по снижению фискальной и административной нагрузки для секторов промышленности, а также предоставлению различных инструментов финансового стимулирования (льготы, гранты, субсидии, сниженные условия кредитования в рамках промышленной ипотеки, и др.). Весьма важно, чтобы данные меры государственной поддержки распространялись и на газовую отрасль РФ в целях эффективного финансового обеспечения текущих активов газовой отрасли, а также в рамках государственного стимулирования новых инфраструктурных низкоуглеродных проектов, включая производство водорода из ресурсов газовой отрасли. При этом наравне с государственным стимулированием необходимо совершенствовать эффективное использования собственных финансовых резервов газовой отрасли РФ, в т.ч. путем использования специализированных фондов, элементов венчурного финансирования, способствующих замещению иностранного оборудования и технологий отечественными разработками. Другим не менее важным направлением финансирования объектов газовой отрасли РФ может стать создание благоприятных инвестиционных условиях для привлечения капитала с внутреннего рынка, а также рынков развивающихся дружественных стран (Китай, Индия, Бразилия, страны Ближнего Востока, Африки и др.). В качестве практической реализации данного направления могут быть рассмотрены возможности применения налоговых, финансовых и административных форм

преференциального фискально-административного регулирования для действующих и планируемых проектов газовой отрасли, имеющих стратегически важный характер для развития газовой отрасли РФ и национальной экономики. Такие форматы стимулирующего правового режима могут также способствовать появлению и развитию низкоуглеродного водородного направления на базе природного газа. За основу такого регулирования могут быть взяты успешно апробированные в РФ механизмы концепции особых экономических зон [2], а также промышленных кластеров [3].

Проблема ликвидации и национализации органами власти ЕС газотранспортных, коммерческо-сбытовых и прочих инфраструктурных активов, принадлежащих предприятиям газовой отрасли РФ и находящихся в юрисдикции ЕС, является основанием для переосмысления и построения новых торговых альянсов, коопераций, совместных предприятий с дружественными странами, включая страны ближнего зарубежья, в т.ч. на базе ЕАЭС, а также с вышеописанными азиатскими странами дальнего зарубежья. Появление таких альянсов может значительно ускорить решения в части комплексной задачи по перестройке товарно-логистических цепочек с западных на азиатские рынки. На базе данных альянсов также могут быть достигнуты договоренности в части гарантий защиты инвестиций в инфраструктурные проекты, распределения рисков в рамках реализации совместных проектов, а также необходимого финансового обеспечения.

Таким образом, рассмотренные современные внешние вызовы обозначили перед газовой отраслью ряд значимых проблем, преодоление которых требует комплексных, системных решений в виде разработки концепции использования ресурсов газовой отрасли России в современных экономических реалиях. Учитывая актуальность целей в области национального низкоуглеродного развития, в том числе по достижению углеродной нейтральности Российской Федерации к 2060 году, важным аспектом концепции должны стать различные низкоуглеродные решения на основе ресурсов газовой отрасли, снижающие выбросы парниковых газов в секторе «Энергетика» национальной экономики

России. Примерами таких решений, максимизирующих использование низкоуглеродного потенциала газовой отрасли, являются низкоуглеродный водород из ресурсов газовой отрасли (природный газ, сероводород), замещение природным газом более углеродоемких видов топлива (в секторах тепло- и электрогенерации, ЖКХ, транспорта), климатические проекты газовой отрасли России, позволяющие получать углеродные единицы для последующей реализации на рынке или использования в рамках углеродно-нейтральных поставок газа, офсетов и др.

ГЛАВА 2. АНАЛИЗ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РФ В СОВРЕМЕННЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ РЕАЛИЯХ И УСЛОВИЯХ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ СНИЖЕНИЯ УГЛЕРОДНОГО СЛЕДА

2.1. Пространственная организация ресурсов газовой отрасли РФ в современных экономических условиях

В основе регионального экономического развития ресурсов газовой отрасли России и ее инфраструктуры лежит специфика территориального размещения ресурсной-сырьевой базы, географии регионов добычи и рынков сбыта природного газа, а также имеющейся региональной газотранспортной магистральной и газораспределительной инфраструктуры.

Начиная с 30-х годов прошлого века, с момента своего формирования [63], газовая отрасль СССР и в дальнейшем Российской Федерации последовательно динамично развивалась, создавая региональные центры газодобычи, внутренние и экспортные газотранспортные маршруты, а также расширяя географию газопотребления и сбыта. При этом на протяжении всей своей истории развитие ресурсов газовой отрасли шло регионально, в строгой привязке к пространственной организации центров газодобычи.

С точки зрения классических теорий размещения производства (Й. Тюнена, В. Ланхардта, А. Вебера, У. Айзарда) [61] одним из ключевых факторов выбора места производства является минимизация транспортных издержек на доставку продукта в пункты сбыта. Однако ввиду того, что газовая инфраструктура РФ имеет неразрывную связь с географическим расположением месторождений природного газа, в целях минимизации логистических затрат фактически решается обратная задача по нахождению оптимальной трассы газотранспортных маршрутов от газоносных регионов до мест сбыта.

Европейский союз, ставший с 1970-х годов важнейшим рынком сбыта советского природного газа, во многом определил направление регионального развития газотранспортной трубопроводной инфраструктуры и темпы освоения месторождений крупнейших центров газодобычи того периода.

Протяжённый исторический процесс регионального развития российской газовой отрасли демонстрирует следующее. До 1930-х годов незначительные объёмы газа добывались на юге Дагестана и в некоторых регионах Средней Азии [63]. Первые крупные газовые месторождения были открыты в 1940-е годы в Куйбышевской, Оренбургской и Саратовской областях (в настоящее время находящихся на территории Приволжского Ф.О. или Волго-Уральского макрорегиона), что, в свою очередь, привело к сооружению магистральных газопроводов Бугуруслан – Куйбышев и Саратов – Москва. В 1950-е годы начинается освоение месторождений Ставрополья и Астраханской области.

Далее в 1960-70-х новым мощным центром газодобычи на долгие годы вперед становится север Западной Сибири. Вводится в эксплуатацию Березовское нефтегазовое месторождение в ХМАО, открывается ряд крупнейших в мире месторождений Надым-Пур-Тазовского региона (далее – НПТР) ЯНАО (Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, Заполярное и др.), ресурсы которых с момента их запуска по сей день направляются на покрытие значительной доли внутреннего и внешнего спроса.

Обширная ресурсная база НПТР послужила толчком к развитию экспорта советского природного газа в Европу, подписанию исторически значимых первых контрактов на поставку природного газа в страны Австрии, Италии, Франции, ФРГ и др., а также созданию капиталоемких экспортных газопроводов «Братство», «Уренгой-Помары-Ужгород», «Прогресс». Так был сформирован крупнейший на тот момент экспортный газотранспортный коридор, проходящий по территории Украины. В рамках данного коридора проходил также МГ «Союз», загруженный ресурсом гигантского Оренбургского месторождения. Колоссальные ресурсы НПТР определили ориентированную на Европу экспортную модель. Еще одним неотъемлемым маршрутом украинского газотранспортного коридора стал «Трансбалканский» МГ, сооруженный в конце 1980-х для поставок в страны балканского региона, южной Европы и Турции. Таким образом, в 1990-х годах до сооружения газопровода «Ямал-Европа» через Республику Беларусь украинский

газотранспортный коридор обеспечивал свыше 90% экспорта природного газа из России [100].

Отдельно следует отметить богатый запасами природного газа регион севера европейской части России (Республика Коми) с крупным Вуктыльским месторождением, введенным в эксплуатацию в конце 1960-х и позволившим создать МГ «Сияние Севера», по которому осуществлялась поставка природного газа с данного месторождения потребителям Центральной России [63].

Параллельно вместе с активным развитием месторождений НПТР и соответствующей сопряженной с ними газотранспортной инфраструктурой были открыты в 1970-х г. месторождения Ямальского региона, так называемая Бованенковская группа месторождений (Бованенковская, Харасовейская, Крузенштернское). Особенность данных месторождений состоит в еще более суровых климатических и природно-территориальных условиях залегания, чем у месторождений НПТР. Сложность освоения данных месторождений, удалённость от имеющейся транспортной инфраструктуры и необходимость возведения новых газопроводов, а также наличие существенных добычных мощностей НПТР на несколько десятилетий отложили решения о начале разработки месторождений Ямала. Однако, падающие темпы добычи природного газа в регионе НПТР и увеличивающийся экспорт в ЕС способствовали принятию исторического стратегического решения в 2006 г. о начале разработки месторождений Ямала. Так был сформирован второй крупнейший действующий центр газодобычи, предназначенный для обеспечения поставок газа потребителям Северо-Западного и Центрального округов, а также в рамках северного экспортного газотранспортного коридора, включающего в себя газопроводы Северный поток -1 и Северный поток-2. Значительный проектный уровень добычи крупнейшего месторождения Ямала – Бованенковского (115 млрд куб. м в год) потребовал создание масштабной газотранспортной инфраструктуры на территории Северо-Западного и Уральского ФО, включающий системы магистральных газопроводов «Бованенково-Ухта», «Ухта- Торжок», «Грязовец –Выборг».

Другим стратегическим приоритетом регионального развития газовой отрасли РФ в 21 веке становится реализация Восточной газовой программы [42], утвержденной Приказом Минпромэнерго России от 03.09.2007 № 340 и направленной на создание новых центров газодобычи (Сахалинского, Якутского, Иркутского, Красноярского), а также необходимой добычной, транспортной (МГ «Сила Сибири -1», «Сила Сибири – 2», «Сахалин – Хабаровск – Владивосток») и газораспределительной инфраструктуры в Сибирском и Дальневосточном федеральных округах. Расширение пространственного размещения производственных мощностей газовой отрасли на восток страны создает не только благоприятные условия для регионального экономического развития Восточной Сибири и Дальнего Востока, обеспечения роста внутреннего спроса в данных регионах России, но и для усиления роли российского природного газа на рынке Китая и др. стран АТР. Запущенные в промышленную эксплуатацию Чаяндинское (Якутский центр газодобычи) и Ковыктинское месторождения (Иркутский центр газодобычи) в 2019 г. и 2021 г. соответственно стали опорными центрами ресурсной базы для газификации востока страны, развития отраслей газохимии и газопереработки, а также внутренней и экспортной газотранспортной инфраструктуры. Кроме того, вследствие упрочнения хозяйственных связей между РФ и Китаем в настоящий момент также активно прорабатываются проекты экспортных газопроводов, предназначенных для поставок газа в Китай: «Сила Сибири 2», «Союз Восток» через территорию Монголии, а также «дальневосточный» газопровод через Хабаровский край и Амурскую область.

Резкое изменение современной энергетической политики ЕС в сторону отказа от российских энергоносителей послужило дополнительным импульсом для интенсификации развития восточного газового промышленного комплекса в целях компенсации трехкратного падения объемов реализации газа на рынке ЕС и расширения спросовой ниши в регионе АТР.

Отдельным ключевым направлением Восточной газовой программы является развитие Сахалинского центра газодобычи, в рамках которого реализуются газовые проекты «Сахалин-2» (на базе Пильтун-Астохского и Лунского месторождений),

«Сахалин-3» (на базе Киринского, Южно-Киринского, Мынгинского месторождений). Данные крупные месторождения на шельфе Сахалина являются ресурсной базой для обеспечения газоснабжения объектов в Сахалинской области, Хабаровском и Приморском краях с использованием инфраструктуры ГТС «Сахалин – Хабаровск – Владивосток», а также экспорта СПГ в рамках проекта «Сахалин – 2», введенного в эксплуатацию в 2009 г. Данный проект СПГ в РФ стал первым крупным национальным проектом такого рода.

Кроме того, в РФ реализованы другие проекты СПГ: «Ямал СПГ», «Криоген Высоцк», «Портовая СПГ». В соответствии с документом долгосрочной программы развития производства СПГ в РФ [43], утвержденным распоряжением Правительства РФ от 16.03.2021 №640-р, помимо вышеназванных действующих проектов СПГ в РФ имеется около 15 рассматриваемых крупных проектов СПГ. В текущих экономических реалиях внешних вызовов данное направление по развитию СПГ в РФ по мнению профильных органов власти РФ приобретает особое стратегическое значение [94]. Следует отметить, что ограничительная санкционная политика некоторых государств ЕС в части запрета на импорт российского газа не распространилась на поставки российского СПГ, что привело к их увеличению в 2022-24 гг.

Помимо АТР следует также упомянуть регион Средней Азии, газовая промышленность которого динамично развивалась с конца 1960 –х годов после запуска разветвленной системы газопроводов Средняя Азия – Центр. Данная система стала связующим звеном между газоносными регионами Узбекистана, Казахстана и Туркменистана с производственными объектами газовой отрасли центральной России [59]. В данном регионе проходит ряд других газопроводов, включая Бухара – Урал, Оренбург – Новопсков, Союз и др., что также позволяет наращивать поставки российского газа в указанные страны. В условиях внешних вызовов на европейском направлении центральноазиатский вектор развития газовой отрасли РФ представляется весьма перспективным с точки зрения дополнительных возможностей по монетизации российского природного газа и газопереработки центральноазиатского газа.

Рассмотренные выше исторические процессы регионального развития ресурсной базы газовой отрасли РФ демонстрируют, что логика пространственной организации ресурсов газовой отрасли в течение длительного временного периода более 50 лет во многом определялась прочной торгово-экономической связью с европейским газовым рынком сбыта, являющимся более высокомаржинальным по сравнению с внутренним рынком и рынком ближнего зарубежья. Данная связь, подкрепленная гарантированным, умеренно растущим спросом со стороны европейских покупателей, на долгие годы закрепила западный вектор развития и расширения газотранспортной инфраструктуры Единой системы газоснабжения в качестве приоритетного с привязкой к ресурсной базе месторождений НПТР, Оренбурга и Ямала. Растущие нужны европейских контрагентов в российском природном газе обусловили необходимость создания нескольких экспортных газотранспортных коридоров в европейское дальнее зарубежье, традиционно включающее в себя Турецкую Республику: украинского коридора с газопроводами «Уренгой-Помары-Ужгород», «Союз» и «Прогресс»; коридора Ямал-Европа с одноименным газопроводом; северо-европейского коридора с МГ «Северный поток», «Северный поток – 2»; турецкого коридора с газопроводами «Голубой поток» и «Турецкий поток».

Однако по мере усложнения торгово-экономических взаимоотношений с ЕС, проявляющихся в масштабных санкциях и иных ограничениях со стороны ЕС в отношении российской газовой отрасли, ужесточении норм рыночного, газотранспортного и климатического регулирования, прямых административных барьерах на развитие бизнеса и в конечном итоге энергетической политике, направленной на отказ от российского природного газа, территориально пространственная организация ресурсов газовой отрасли РФ стала претерпевать динамичные изменения.

Данные изменения прежде всего выразились в том, что восточный вектор комплексного развития ресурсов газовой отрасли РФ, инициированный в рамках Восточной программы, постепенно стал приобретать все более весомое значение в рамках стратегического развития отрасли, что привело к интенсификации

деятельности по развитию четырех крупных центров газодобычи на востоке РФ, ускоренному созданию протяженной газотранспортной инфраструктуры в рамках проектов «Сила Сибири», «Сахалин-Хабаровск-Владивосток», а также проработке других инфраструктурных проектов («Сила Сибири – 2», «Союз-Восток», «Дальневосточный маршрут», реверсные поставки российского газа в страны Средней Азии).

Интенсивность наращивания добычных и газотранспортных мощностей на востоке страны свидетельствует о том, что газовая отрасль входит в период исторического переориентирования с западного на восточный вектор развития газовых ресурсов. Усиление присутствия на рынке Китая, стран Центральной Азии, а также создание производственной инфраструктуры, обеспечивающей расширение внутреннего спроса в Сибирском и Дальневосточном ФО, является неотъемлемой частью восточного вектора развития отрасли.

Ужесточение ограничительной политики ЕС в отношении импорта российского газа оказывает ускоряющее воздействие на вышеописанные преобразования газовой отрасли на востоке РФ. Отдельно следует отметить, что региональные преобразования такого рода приносят существенный вклад в снижение неоднородности пространственной организации ресурсов газовой отрасли РФ в пределах страны. Для наглядной демонстрации данного тезиса мы предлагаем воспользоваться макрорегиональным делением РФ, представленным в Стратегии пространственного развития РФ на период до 2025 г. [29] как наиболее оптимальной схемой для рассмотрения регионального размещения центров газодобычи РФ ввиду того, что границы макрорегионов весьма точно охватывают размещение центров газодобычи и крупных газоносных регионов. Крупнейшим макрорегионом по уровню запасов и плотности размещения газотранспортной инфраструктуры на протяжении длительного времени является Уральско-Сибирский макрорегион, включающий в себя месторождения НТПР, а также Ямальского центра газодобычи, что составляет около 80% добываемого газа. Данный макрорегион обеспечивает покрытие значительной доли внутреннего спроса, а также полностью удовлетворяет потребности покупателей европейского

дальнего зарубежья. Высокий внутренний и внешний спрос определяли приоритетность развития газовой отрасли в Уральско-Сибирском макрорегионе в то время, как уровень развития газовой отрасли в восточных макрорегионах РФ, обладающих значительными запасами природного газа, оставался на ограниченном уровне. Таким образом, на протяжении длительного периода времени наблюдалась неоднородность пространственной организации газовой отрасли. Точкой отчета в изменении данных диспропорций служит запуск Восточной газовой программы, активировавшей ускорение развития отрасли в Ангаро-Енисейском и Дальневосточном макрорегионах. Инфраструктурные изменения в данных макрорегионах получили дополнительный новый импульс в условиях внешних вызовов. Таким образом, наращивание производственной газовой инфраструктуры и освоение ресурсной базы в данных макрорегионах создает более сбалансированную структуру пространственной организации ресурсов национальной газовой отрасли, что, в свою очередь, является важным фактором создания равных возможностей в части газового обеспечения регионов РФ, и, соответственно, повышения региональной конкурентоспособности за счет доступности, низкочастотности и экологичности энергии на базе природного газа.

Примечательной особенностью текущей пространственной организации газовой отрасли РФ является удаленность и отсутствие соединения между газовой инфраструктурой на востоке РФ и Единой системой газоснабжения в европейской части страны и Западной Сибири. Однако имеющиеся планы по созданию газотранспортной перемычки [193], соединяющей производственную инфраструктуру Уральско-Сибирского, Ангаро-Енисейского, Дальневосточного макрорегионов, открывают возможности по гибкому управлению и перераспределению газовых ресурсов в данных макрорегионах. Перемычка расширит Единую систему газоснабжения путем включения в себя газопроводов «Сила Сибири» и «Сахалин–Хабаровск–Владивосток», качественно повысит ее надежность, а также позволит скорректировать исторически сложившуюся западно-ориентированную газовую конфигурацию Уральско-Сибирского макрорегиона посредством перенаправления газовых ресурсов в Ангаро-

Енисейский и Дальневосточный макрорегионы для покрытия внутреннего и внешнего спроса.

Рассмотренный хронологический анализ регионального развития газовой отрасли позволяет судить о следующем: происходит пространственное освоение востока страны, смещается стратегический вектор развития ресурсной базы с запада на восток. Внешние вызовы ускоряют эти процессы, что, в свою очередь, приводит к укреплению энергетической безопасности России, а также усилению интеграционных экономических связей на рынках Азии и Ближнего зарубежья.

В целях более детального изучения пространственной организации ресурсов газовой отрасли РФ в современных экономических реалиях представляется целесообразным к вышеописанным региональным изменениям развития ресурсной базы газовой отрасли РФ применить макрорегиональный экономический анализ с рассмотрением всех макрорегионов РФ (Северо-Западный, Центральный, Северный, Центрально-Черноземный, Южный, Северо-Кавказский, Волго-Уральский, Волго-Камский, Уральско-Сибирский, Южно-Сибирский, Ангаро-Енисейский, Дальневосточный (далее – С-З, Ц, С, Ц-Ч, Ю, С-К, В-У, В-К, У-С, Ю-С, А-Е, Д, соответственно). В качестве критериев оценки макрорегионов газовой отрасли предложены следующие показатели: наличие ресурсной базы, развитость производственной инфраструктуры (транспорт, добыча, газораспределение), развитость инфраструктуры сбыта и потребления, уровень газификации макрорегиона, наличие стратегических проектов, экспортные преимущества, геостратегические преимущества.

Каждый критерий предлагается ранжировать по трем уровням: высокий, средний, низкий. Каждому уровню присваиваются соответствующие баллы. Высокому уровню соответствует 3 балла, среднему – 2 балла, низкому – 1 балл. При этом при проставлении баллов использовалась система весовых коэффициентов. По степени влияния на развитие газовой отрасли в макрорегионе критерии были разделены на две группы: базовые и дополнительные. В первую группу включены ресурсная база, развитость производственной инфраструктуры и развитие инфраструктуры сбыта и потребления ввиду того, что они закладывают

основу и являются необходимыми для развития газовой отрасли в макрорегионе. Вторая группа критериев является дополнительной и включает в себя уровень газификации макрорегиона, наличие стратегических проектов, экспортные преимущества, геостратегические преимущества. Учитывая специфику обеих групп, было принято допущение при проставлении баллов использовать весовой коэффициент 1 для базовой группы, и 0,5 для дополнительной. Таким образом для каждого макрорегиона по каждому вышеуказанному критерию были присвоены соответствующие баллы, затем на основе семи бальных оценок, умноженных на вышеуказанные весовые коэффициенты, рассчитаны суммарные показатели – итоговые бальные оценки.

Информационно-аналитической основой для проведения макрорегионального анализа послужила актуальная корпоративная отчетность (годовая и финансовая) ПАО «Газпром» [169], а также независимых производителей природного газа, включая ПАО «Новатэк» [170], ПАО «Роснефть» [171], ПАО «Якутская топливно-энергетическая компания» [172] и др. Основные результаты макрорегионального анализа приведены в таблице 2. Итоговые бальные оценки по каждому макрорегиону с учетом весовых коэффициентов, а также ранжированные в порядке убывания значений приведены в таблице 3.

Полученные результаты итоговых бальных оценок по каждому макрорегиону разделены на три группы по принципу максимальной доле разницы между соседними (ранжированными по убыванию) макрорегионами (см. таблицу 3).

Таким образом, в рамках проведенного макрорегионального анализа газовой отрасли РФ на основании полученных результатов предлагается классифицировать макрорегионы на три основные группы: высокоразвитые, развитые и развивающиеся. Графическое отображение классификации макрорегионов газовой отрасли РФ представлено на рисунке 6.

Таблица 2. Макрорегиональный анализ газовой отрасли РФ (разработано автором)

Макрорегион	Ресурсная база	Развитость производственной инфраструктуры	Развитость инфраструктуры сбыта и потребления	Уровень газификации	Наличие стратегических проектов	Экспортные преимущества	Геостратегические преимущества
С-З	Низкий	Высокий	Высокий	Средний	Высокий	Высокий	Высокий
Ц	Низкий	Высокий	Высокий	Высокий	Средний	Высокий	Средний
С	Низкий	Средний	Средний	Средний	Средний	Низкий	Средний
Ц-Ч	Низкий	Высокий	Средний	Высокий	Средний	Высокий	Средний
Ю	Средний	Средний	Средний	Средний	Средний	Высокий	Средний
С-К	Низкий	Средний	Средний	Средний	Низкий	Средний	Средний
В-У	Средний	Высокий	Высокий	Средний	Средний	Высокий	Высокий
В-К	Низкий	Высокий	Средний	Средний	Низкий	Низкий	Низкий
У-С	Высокий	Высокий	Средний	Средний	Высокий	Высокий	Высокий
Ю-С	Низкий	Средний	Низкий	Низкий	Низкий	Средний	Средний
А-Е	Средний	Средний	Низкий	Низкий	Средний	Низкий	Средний
Д	Средний	Средний	Средний	Низкий	Высокий	Высокий	Высокий

Таблица 3. Итоговые балльные оценки по каждому макрорегиону с учетом весовых коэффициентов (разработано автором)

У-С	В-У	С-З	Ц	Ц-Ч	Д	Ю	С	С-К	В-К	А-Е	Ю-С
13,5	13	12,5	12	11	11	10,5	8,5	8,5	8,5	8	7

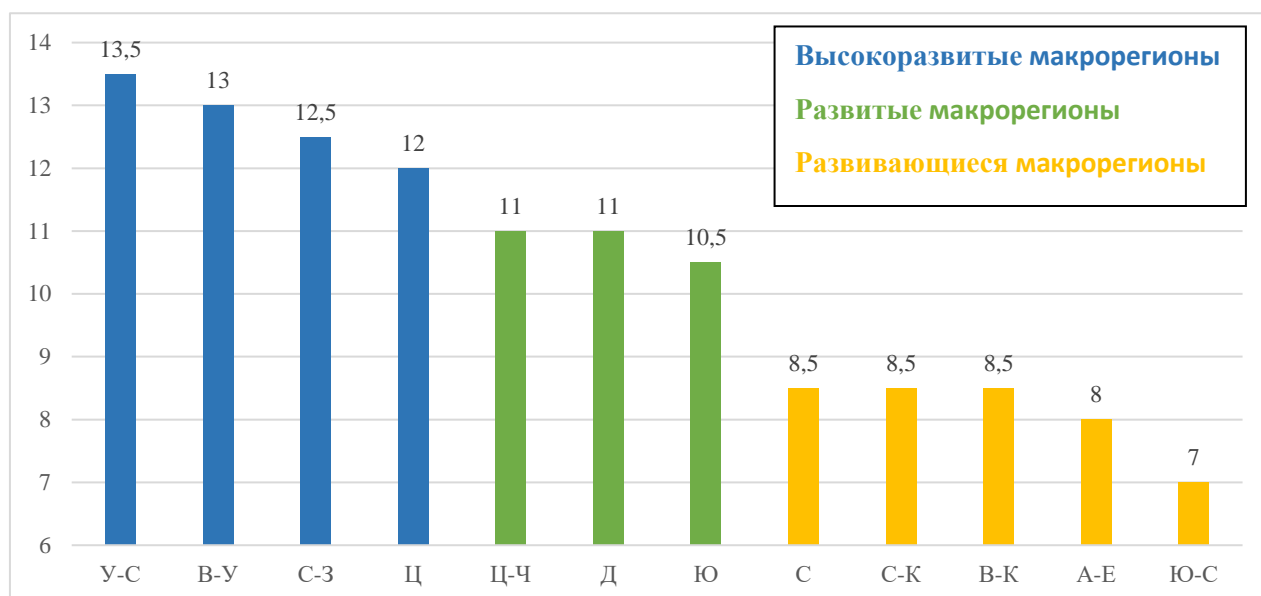


Рис.6. Классификация макрорегионов газовой отрасли РФ
(разработано автором)

Сформировавшееся в течение длительного периода времени высокомаржинальное экспортное направление потоков российского природного газа в европейское дальнее зарубежье во многом определило текущую конфигурацию макрорегионов газовой отрасли РФ. Однако, учитывая стратегические изменения в переориентации газовой отрасли РФ с запада на восток, ускоряемые современной энергетической политикой ЕС, высокую перспективу выхода на новый качественный уровень развития будут иметь Ангаро-Енисейский, Южно-Сибирский и Дальневосточный макрорегионы.

В дополнение к вышерассмотренному макрорегиональному экономическому анализу газовой отрасли РФ в целях выявления экспортного ресурсного потенциала отрасли в условиях современной энергетической политики ЕС был проведен региональный инфраструктурный анализ газовой отрасли РФ.

В рамках регионального инфраструктурного анализа газовой отрасли РФ выделены и рассмотрены следующие основные экспортные газотранспортные направления, предназначенные для поставок российского трубопроводного газа в европейское дальнее зарубежье, включая прибалтийское направление:

1. Северное направление. Данное направления включает газопроводы «Северный поток» и «Северный поток – 2» с суммарной мощностью двух проектов 110 млрд куб. м газа в год (каждый 55 млрд. куб. м газа в год). Целевые рынки

данного транспортного направления – страны северной Европы. Ресурсной базой поставок являются месторождения Уральско-Сибирского макрорегиона с опорой на Ямальский центр газодобычи. Поставки по газопроводу «Северный поток» осуществлялись в два пункта на приемном терминале Грайфсвальд в Германии: пункт Greifswalf Opal с последующей транспортировкой в Чехию по газопроводу Opal, а также пункт Greifswald Nel с последующим транспортировкой в Нидерланды по газопроводу Nel.

2. Финское направление представляет собой двухниточных маршрут из Санкт-Петербурга мощностью 6 млрд. куб. м газа в год в пункт поставки Иматра.

3. Прибалтийское направление включает в себя транспортировку в Литву, Латвию и Эстонию непосредственно из России в Эстонию через пункты Варска и Лухамаа, а также в Литву (пункт Котловка).

4. Украинское направление после подписания нового соглашения на организацию транспортировки газа через территорию Украины между ПАО «Газпром» и украинской стороной в конце 2019 г. [187] предназначено для поставок российского природного газа в страны Центральной Европы, а также в Республику Молдова. Для поставок по данному направлению задействованы два пункта на границе между Россией и Украиной: Суджа и Сохрановка. До подписания указанного соглашения поставки газа через территорию Украины осуществлялись также через пункты Валуйки и Писаревка.

5. Белорусское направление представлено прежде всего газопроводом «Ямал-Европа» с суммарной мощностью 33 млрд куб. м газа в год, запроектированном для поставок газа в Польшу (через пункт Кондратки), Германию и другие страны Северной Европы. Ресурсной базой данного направления являются месторождения Надым-Пур-Тазовского региона Уральско-Сибирского макрорегиона, природный газ которых поступает в газопровод «Ямал – Европа» по многониточной газотранспортной системы «Уренгой – Надым – Перегребное – Ухта – Торжок» [147]. В рамках белорусского направления осуществлялись также поставки в Польшу через пункт Высокое по газопроводу Кобрин-Брест, проходящий по территории Белоруссии.

6. Турецкое направление представлено морскими магистральными газопроводами «Голубой поток» и «Турецкий поток» мощностью 16 и 31,5 млрд куб. м газа в год соответственно. Обе нитки газопровода «Голубой поток», находящегося в эксплуатации более 20 лет, предназначены для поставок природного газа в Турцию, в то время как одна из двух ниток газопровода «Турецкий поток» используется для поставок газа в Европу через пункт Странджа – 2 (другая нитка используется для поставок Турцию).

Вышеуказанные экспортные инфраструктурные направления на протяжении долгих лет оставались приоритетными, обеспечивая Российской Федерации высокомаржинальную экспортную выручку. На основании статистической базы ассоциации европейских газотранспортных операторов ENTSOG (ENTSOG transparency platform) [148] были проанализированы транспортные потоки российского природного газа в страны ЕС в рамках вышеуказанных направлений. Динамика потоков в годовом выражении по основным пунктам поставок приведена на рисунке 7.

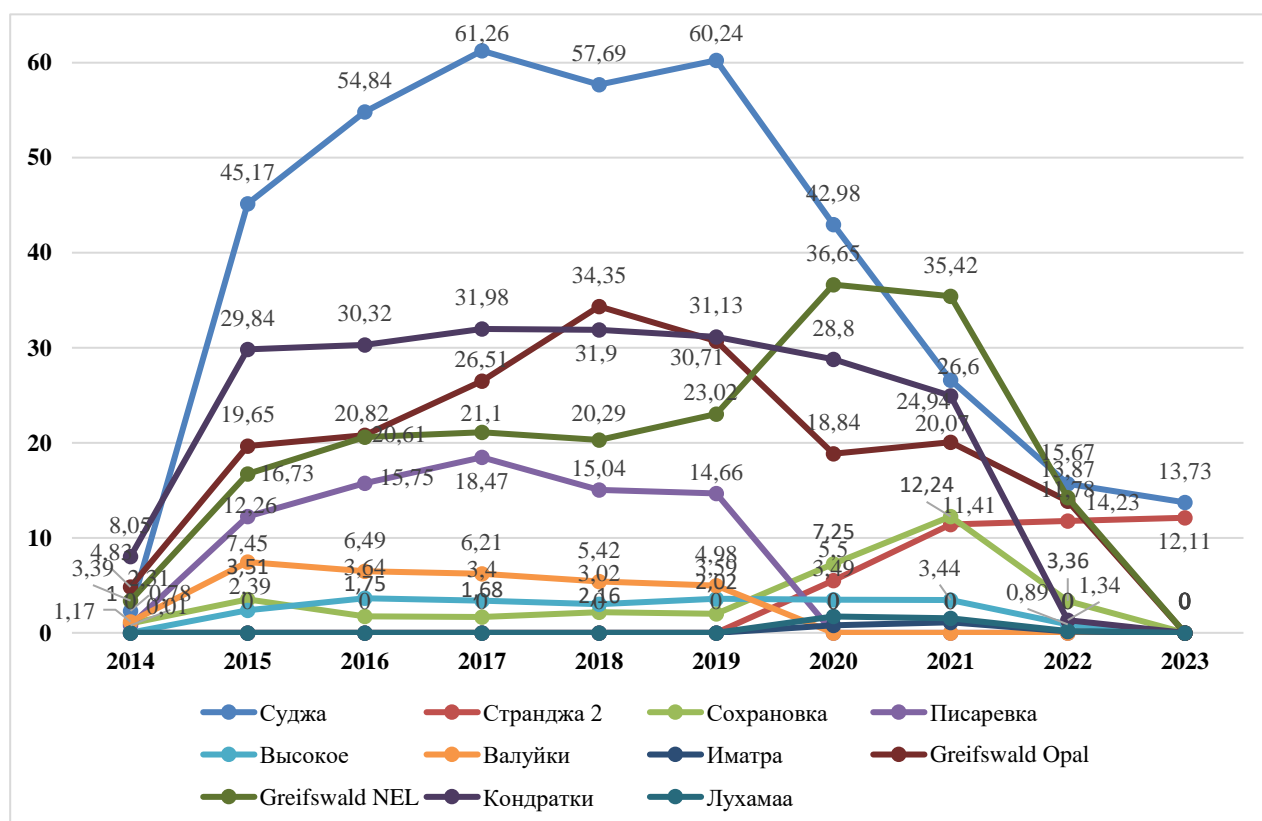


Рис. 7. Транспортные потоки российского трубопроводного газа в европейское дальнее зарубежье, млрд куб. м газа (по данным [148])

Рисунок 7 демонстрирует, что в 2023 г. из всех рассмотренных маршрутов поставок российского трубопроводного газа в ЕС действующими оставались украинский через пункт Суджа и турецкий через пункт Странджа – 2. При этом в целях обеспечения поставок газа в Турцию используются газопроводы «Голубой поток» и «Турецкий поток». Учитывая высокую степень неопределенности продолжения транзита после истечения пятилетнего газотранспортного соглашения с украинской стороной с 2025 года, турецкий маршрут остается наиболее перспективным с точки зрения реализации поставок российского газа на экспорт в дальнее европейское зарубежье. Заявленный Президентом РФ проект турецкого газового хаба, активно разрабатываемый в настоящее время правительствами России и Турции, является дополнительным потенциальным инструментом по монетизации российского газа в рамках турецкого направления. Текущий и предшествующий уровень поставок по нитке газопровода «Турецкий поток» (см. рисунок 7), предназначенной для реализации газа в странах ЕС через пункт Странджа – 2, с момента его ввода в эксплуатацию позволяет констатировать возможность дополнительных поставок по данной нитке в размере нескольких миллиардов куб. м газа в год до момента достижения проектной мощности газопровода.

Проведенный анализ демонстрирует, что инфраструктурный экспортный потенциал трубопроводного транспорта в европейское направление в результате энергетической политики ЕС был существенно редуцирован. Из шести транспортных направлений в 2023 г. осталось два: турецкое и частично Украинское через пункт Суджа (транспорт газа через пункт Сохрановка был прекращен ввиду отказа украинской стороны принимать газ для его дальнейшей транспортировки в данном пункте [162]). В результате диверсии осенью 2022 г. на газопроводах «Северный поток» и «Северный поток-2» произошли разрушения на обеих нитках газопровода «Северный-поток» и одной из двух нитках «Северный поток-2». Имеется техническая возможность поставок природного газа по уцелевшей нитке «Северного потока-2» в объеме 27,5 млрд куб. м в год, однако для этого необходимо завершить процесс сертификации газопровода, который был

приостановлен в соответствии с решением органов власти Германии [192]. Прибалтийское и польское направления были остановлены в связи с принятием данными странами на законодательном уровне запрета на импорт/транспорт российского газа. Финское направление также было остановлено с 21.05.2022 в связи с заявлением финской компании «Gasum» [189]. Решения властей соответствующих европейских стран о приостановке поставок российского газа по ряду рассмотренных экспортных направлений приводят к дефициту национальных газовых балансов данных стран, высокой степени неопределенности и гиперволатильности на национальных газовых рынках данных стран, потери конкурентоспособности европейской промышленности, а также к простоя части соответствующих национальных газотранспортных активов ЕС, что способствует их переводу в категорию экономически незадействованных или бесхозных активов («stranded assets»).

Таким образом, ограниченность экспортных маршрутов поставок российского трубопроводного газа в европейское дальнее зарубежье способствует максимизации использования турецкого маршрута и активной переориентации на другие транспортные направления, прежде всего азиатские. В рамках азиатского направления можно выделить два основных крупнейших поднаправления: китайское и центрально-азиатское. Главным действующим проектом китайского направления является газопровод «Сила Сибири» мощностью 38 млрд куб. м в год. Вместе с тем подписаны соглашения по строительству и поставкам газа по «Дальневосточному маршруту» в Китай в объеме 10 млрд куб. м в год, а также идет проработка проекта «Сила Сибири – 2» экспортной мощностью до 50 млрд куб. м, который позволит направить газ из традиционных центров газодобычи Уральско-Сибирского макрорегиона, включая ямальский, в восточном направлении. С учетом «Силы Сибири – 2» экспорт трубопроводного газа из России в КНР может достичь уровня порядка 100 млрд куб. м. В центрально-азиатском направлении следует выделить систему магистральных газопроводов «Средняя Азия – Центр», на базе которой с октября 2023 г. стартовали реверсные поставки российского газа в Казахстан и Узбекистан. По экспертным оценкам [153] около 20-25 млрд куб.

могут быть поставлены в наиболее экологически неблагоприятные города, такие как г. Бишкек (Киргизия), где основным используемым топливом является уголь, или г. Ташкент (Узбекистан), где загрязнение воздуха связано не только с антропогенным воздействием, но и с природными и климатическими особенностями территорий. Также перспективными направлениями развития в данном регионе являются поставки по газопроводу «Бухара-Урал» и возможности по увеличению поставок газа в Киргизию.

Еще одним экспортным направлением, представляющим интерес в современных экономических реалиях, является закавказское. Данное направление позволяет наращивать поставки в Армению, Грузию, Азербайджан, а также реализовывать различные коммерческие своповые сделки в данном регионе ввиду близости Ирана к вышеперечисленным странам.

В секторе российского СПГ в отличие от традиционного трубопроводного бизнеса наблюдается иная ситуация. На фоне существенного сокращения поставок российского трубопроводного газа в ЕС происходило увеличение поставок российского СПГ в страны ЕС. Санкционно-ограничительные меры ЕС в отношении газовой отрасли РФ включили в себя запрет на экспорт в Россию оборудования и технологий индустрии СПГ, однако на экспорт российского СПГ в ЕС ограничения не распространились. На данный момент в России имеются три СПГ-завода, с которых осуществляются поставки газа в страны ЕС: «Ямал-СПГ», «Криоген-Высоцк» и «Портовая-СПГ» с проектными мощностями 17,4, 0,66 и 1,5 млн тонн в год соответственно. Завод «Ямал-СПГ» является крупнотоннажным проектом ПАО «Новатэк», располагается на территории Уральско-Сибирского макрорегиона, введен в эксплуатацию в 2017 г. Завод ПАО «Новатэк» «Криоген-Высоцк» и ПАО «Газпром» «Портовая-СПГ» являются среднетоннажными проектами, располагающимися в Северо-Западном макрорегионе и введенными в эксплуатацию в 2019 г. и 2022 г. соответственно. Следует отметить, что в России, в Дальневосточном макрорегионе имеется также крупнотоннажный СПГ-проект ПАО «Газпром» «Сахалин – 2» мощностью 9,6 млн тонн в год, однако он ориентирован на азиатские рынки.

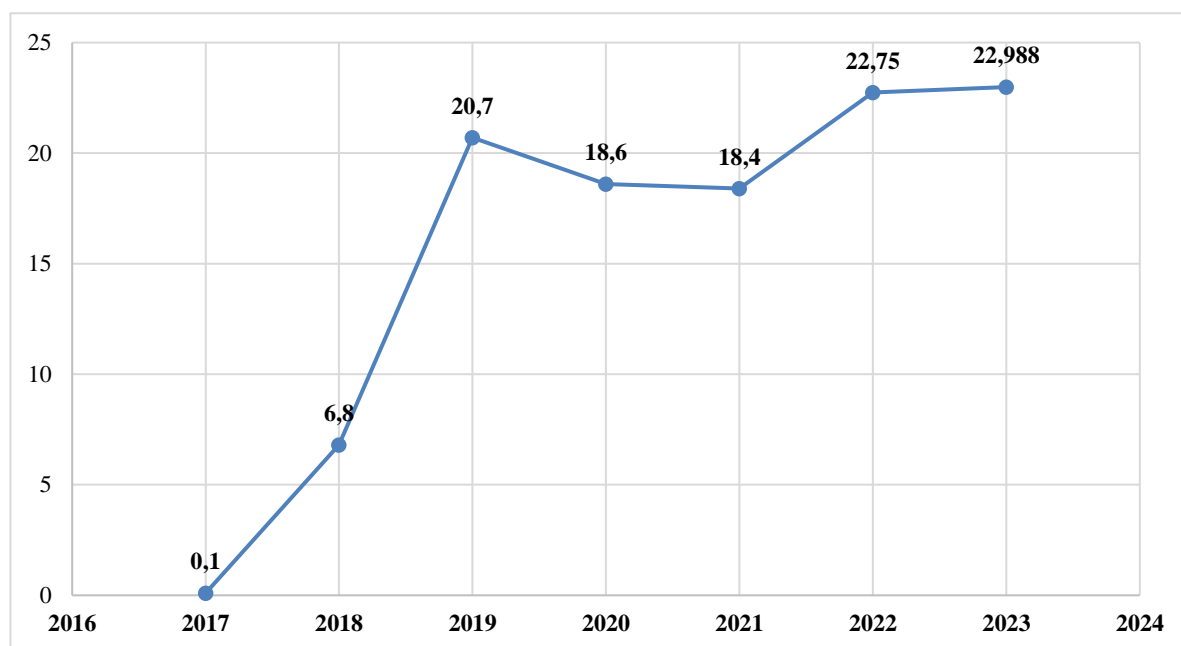


Рис. 8. Динамика поставок российского СПГ в европейское дальнее зарубежье, млрд куб. м газа (по данным [131,136,148,149, 169,170])

На основании статистических данных ассоциации ENTSOG [149], ассоциации газовой инфраструктуры Европы [148], годовых отчетов компаний ПАО «Газпром» и ПАО «Новатэк» [169,170], статистического ведомства Евростат [136], Института экономики энергетики и финансового анализа (IEEFA) [131], а также бизнес-аналитики [157,163] на рисунке 8 представлена динамика поставок российского СПГ в европейское дальнее зарубежье с 2017 года с момента запуска первого в РФ завода СПГ, ориентированного на рынки ЕС (данные за 2022 и 2023 гг. включают поставки в Турцию). Рисунок 8 позволят судить о динамичном росте поставок российского СПГ в Европу. Наиболее крупные поставки российского СПГ направляются в следующие страны: Франция, Испания, Бельгия, Нидерланды. В новых экономических реалиях увеличились поставки в Турцию и Грецию. В случае успешного запуска проекта ПАО «Новатэк» «Арктик СПГ-2» в 2024 г. совокупный экспорт российского СПГ в европейское дальнее зарубежье может превысить 25 млрд куб. м в год.

Общие объемы экспорта российского СПГ в азиатское направление в 2022-2023 гг. приблизительно сохраняют паритет поставкам российского СПГ в Европу и составляют около 23 млрд куб. м газ в 2022 г. и 21 млрд куб. м газ в 2023 г. [131,163]. В новых экономических условиях рынки Индии и Китая представляют

собой одни из наиболее перспективных целевых направлений СПГ в азиатском регионе. Наиболее крупные в годовом исчислении поставки российского СПГ в азиатском направлении приходились на Китай. Поставки осуществляются в том числе и по Северному морскому пути [154]. Анализ статистических данных Главного таможенного управления КНР [200] позволяет судить о стабильном росте поставок российского СПГ в Китай, однако более умеренном по сравнению с ростом поставок по газопроводу «Сила Сибири» (см. рисунок 9).

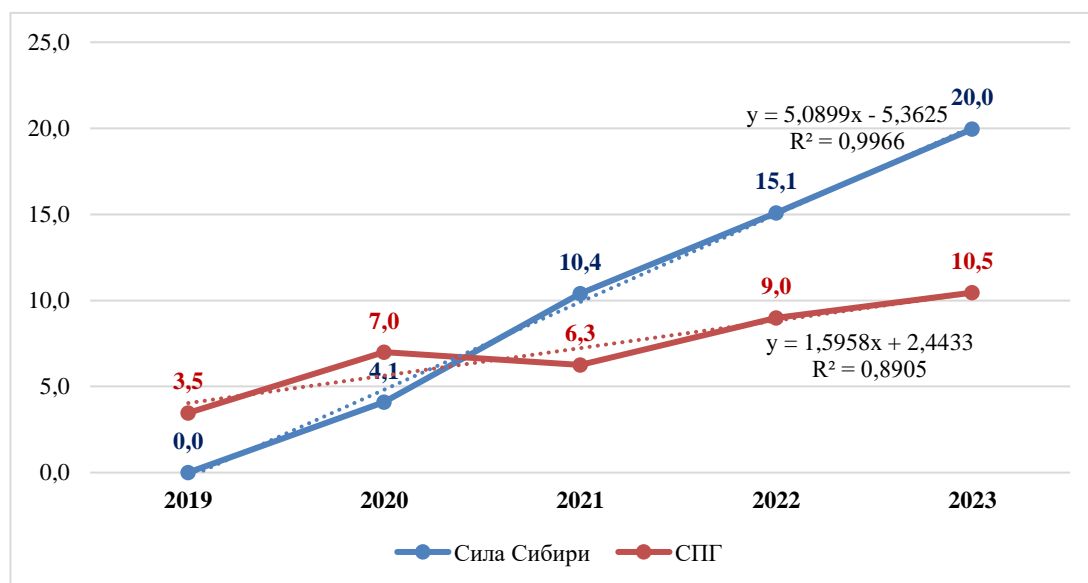


Рис. 9. Динамика поставок российского газа в Китай, млрд куб. м газа (по данным [200])

В результате проведенного инфраструктурного анализа газовой отрасли РФ выявлено следующее. Из имеющихся шести направлений поставок российского трубопроводного природного газа в европейское дальнее зарубежье в новых экономических реалиях с конца 2022 г. действовали украинское и турецкое направления. С учетом наблюдаемого уровня поставок через пункт Суджа по украинскому направлению (около 15 млрд куб. м газа в год) и проектной мощности нитки газопровода «Турецкий поток» (около 15,75 млрд куб. м газа в год), предназначенной для поставок газа в ЕС, экспортный потенциал поставок трубопроводного газа в страны ЕС без Турции при условии сохранения отсутствия транспорта по другим четырем экспортным направлениям поставок в ЕС равен около 31 млрд куб. м газа в год (около 16 млрд куб. м газа в год без украинского направления). Если к данному потенциалу прибавить проектную мощность

газопровода «Голубой поток» (16 млрд куб. м газа в год) и нитки газопровода «Турецкого потока», предназначенной для поставок в Турцию (15,75 млрд куб. м газа в год), то совокупный экспортный потенциал поставок трубопроводного газа в европейское дальнее зарубежье, включая Турцию, будет составлять около 62 млрд куб. м газа в год. Принимая во внимание проведенный анализ экспорта российского СПГ, совокупный экспортный потенциал ресурсов газовой отрасли России, включая трубопроводный газ и СПГ, в европейское дальней зарубежье может составить более 85 млрд куб. м газа в год без учета проекта «Арктик СПГ - 2». Рассмотренный опыт поставок российского трубопроводного газа и СПГ демонстрируют, что рынки Турции и Южной Европы в ближайшей перспективе будут оставаться наиболее актуальными рынками европейского дальнего зарубежья. Вместе с тем наиболее перспективным экспортным направлением для развития отрасли представляет собой азиатское. В целях развития данного направления газовая отрасль РФ осуществляет стратегическую переориентацию на азиатские рынки. Экспортный потенциал одного только китайского направления по маршрутам поставок российского трубопроводного транспорта и СПГ в рамках действующих проектов может составить около 60 млрд куб. м газа в год. По мере выхода проектов на целевые максимальные производственные мощности и запуска проекта «Сила Сибири-2» вышеуказанный инфраструктурный потенциал газовой отрасли по китайскому направлению может увеличиться в два раза. Ускорение расширения инфраструктуры и использования ресурсной базы на восточном направлении России становится одним из существенных факторов национального экономического роста в среднесрочной перспективе.

2.2. Оценка конкурентоспособности газовой отрасли РФ и сценарии ее развития в современных экономических условиях

Радикализация современной энергетической политики ЕС, выражающаяся в форсированной декарбонизации, отказе от импорта российских энергоносителей, а также во введении многочисленных санкционно-экономических ограничений в

отношении российской газовой отрасли, приводит к высокой степени неопределенности на европейском газовом рынке и оказывает значимое воздействие на развитие ресурсной базы газовой отрасли России. В этой связи в рамках оценки конкурентоспособности газовой отрасли РФ и выработки сценариев ее развития весьма важной задачей представляется анализ влияния текущих санкционно-экономических ограничений на газовую отрасль России и возможность их дальнейшей трансформации.

Санкционные ограничения ЕС в отношении российской газовой отрасли затронули различные финансово-экономические и производственно-технические аспекты хозяйственной деятельности в газовой отрасли РФ. В результате проведенного анализа введенных пакетов санкций ЕС рассмотренные ограничительные меры были систематизированы по сфере их приложения, выявлены последствия от их введения на газовую отрасль РФ и описаны меры преодоления данных ограничений, как уже введенные органами власти РФ, так и перспективные, предлагаемые в рамках проводимого исследования (см. Приложение 1).

Приложение 1 демонстрирует, что санкции как неотъемлемый механизм современной энергетической политики ЕС создают существенные преграды для развития газовой отрасли РФ, однако рассмотренные мероприятия по преодолению санкций позволяют судить о том, что отрасль адаптируется и перестраивается при поддержке государства. Вводятся как адаптивные меры (в том числе переориентация в экспортных направлениях, смена новых поставщиков оборудования, комплектующих, активное развитие собственных технологий, выделение льготных кредитов и субсидий), так и соответствующие зеркальные меры (в том числе утверждение схемы оплаты экспортных поставок трубопроводного газа за рубли, запрет на вывоз из страны технологического оборудования, разрешение ПАО «Газпром» покупки долей иностранных компаний (например, АО «Востокгазпром»), запрет для ПАО «Газпром» на закупку газа у ряда совместных предприятий дороже установленной Правительством цены,

переход имущества некоторых совместных предприятий в собственность России на примере ООО «Сахалинская Энергия», ПАО «Юнипро», ПАО «Фортум»).

Целью рассмотренных санкций в отношении газовой отрасли РФ является нанесение ей экономического ущерба с дестабилизацией ее функционирования. Ввиду того, что указанные цели не были в полной мере реализованы и газовая отрасль смогла адаптироваться к реалиям внешних вызовов, с высокой долей вероятности данные санкции могут быть усилены. Линии усиления санкций ЕС могут пройти по экспортной составляющей газовой отрасли РФ, включая в себя запрет на импорт российского СПГ, продуктов газохимии, ограничение транспорта или введение заградительных пошлин, налогов по основному ныне действующему маршруту поставок газа в ЕС – сухопутному продолжению газопровода «Турецкий поток». Другим наиболее вероятным направлением усиления санкций ЕС являются вторичные санкции, распространяющиеся на третьи страны в целях ограничения технологического, финансово-экономического и торгового сотрудничества данных стран с Российской Федерацией.

Усиление санкций является одним из возможных вариантов развития дальнейшей энергополитики ЕС, однако с учетом исторических прецедентов санкционного воздействия на такие страны как Иран, Венесуэла, Куба можно допустить, что имеются также и два других варианта развития санкционного давления на российскую газовую отрасль: сохранения статус-кво и деэскалация. Первый вариант предполагает, что действующие санкции будут продлеваться на своем текущем уровне, второй – постепенное частичное снятие санкций. Данные варианты предлагается учитывать в рамках подготовки сценариев развития газовой отрасли.

Отдельно следует отметить, что действующие санкции ЕС не затронули климатические проекты, связанные с сокращением парниковых газов, а также низкоуглеродное водородное топливо из ресурсов газовой отрасли (природный газ, сероводород) и комбинированные углеродно-нейтральные продукты природного газа (СПГ или трубопроводный газ, связанный с углеродными единицами, компенсирующими выбросы парниковых газов от таких поставок), что позволяет

рассматривать вышеперечисленное как потенциальные поднаправления газового бизнеса не только для расширения сжимающейся рыночной ниши на газовом рынке ЕС, но и для дополнительной монетизации ресурсов газовой отрасли на внутреннем и других зарубежных рынках.

Ввиду того, что развитие газовой отрасли РФ в современных экономических реалиях зависит от множества рассматриваемых в рамках исследования факторов и тем самым сопряжено с высокой степенью неопределенности, представляется целесообразным воспользоваться сценарным подходом.

Рассматривая сценарии развития газовой отрасли РФ в контексте внешних вызовов, в рамках сценарного подхода предлагается выделить два набора ключевых альтернатив, формирующих тот или иной сценарий. Первый состоит в степени ограничений энергетической политики ЕС в отношении российской газовой отрасли и импорта российского природного газа (трубопроводный газ и СПГ), что подразумевает три основных варианта: инерционный, позитивный, негативный. Инерционный вариант предполагает сохранение статус-кво в энергополитике ЕС относительно газовой отрасли РФ, т.е. текущего уровня введенных ограничений на импорт странами ЕС российского природного газа, а также других отраслевых рестрикций. Позитивный предполагает постепенное частичное снятие ограничений в рамках энергополитики ЕС в отношении газовой отрасли ЕС, последовательное увеличение импорта российского газа, восстановление некоторых экспортных маршрутов поставок российского природного газа (например по МГ «Ямал-Европа», функционирующей нитки газопровода «Северный поток - 2», восстановление поставок по финскому, балтийскому направлениям, продолжение транзита по украинскому направлению после 2024 г. с потенциальным возобновлением поставок через пункт Сохрановка), более сбалансированные меры ЕС по замещению природного газа ВИЭ, послабление в части критериев в области устойчивых инвестиций для природного газа и водорода. Негативный – эскалацию ограничительной энергополитики ЕС в отношении газовой отрасли РФ, снижение поставок по оставшимся действующим экспортным маршрутам ТПП (приостановка транзита по украинскому

направлению после 2024 г. по истечению действия текущего транзитного соглашения с украинской стороной, эмбарго на российский СПГ, ужесточение замещения природного газа возобновляемыми источниками энергии, ужесточение критериев в области устойчивых инвестиций для газовых и водородных проектов в ЕС, включая газовую электрогенерацию, газовое теплоснабжение, и газомоторное топливо).

Второй набор альтернатив связан с соотношением внутреннего и внешних рынков газовой отрасли РФ в части денежных потоков, генерируемых предприятиями газовой отрасли РФ на данных рынках. Данное соотношение во многом будет определяться особенностями конъюнктуры газовых рынков ЕС, Азии, стран ближнего зарубежья и РФ, динамикой наращивания регионального инфраструктурного потенциала газовой отрасли РФ на новых перспективных стратегических направлениях (Китай, Центральная Азия, Турция и др.), темпом сотрудничества, реализации проектов и подписания соглашений в рамках новых стратегических инфраструктурных проектов по данным перспективным направлениям, включая проект «Сила Сибири – 2», СПГ в г. Усть-Луга, «Арктик СПГ», «Мурманский СПГ», а также потенциальными изменениями законодательной базы, регулирующей внутренний рынок газа РФ и особенности экспорта газа. Данный набор альтернатив включает в себя следующие опции: преобладание внутреннего рынка, преобладание внешних рынков, паритет внутреннего и внешних рынков. В рамках данного набора альтернатив предлагается ориентироваться на стоимостные величины реализации природного газа по сравнению с натуральными в куб. м, поскольку относительно небольшие объемы экспорта на премиальный европейский газовый рынок при высоких уровнях цен могут быть эквивалентны по выручке большим объемам реализации газа в ситуации низких цен.

Сценарии развития газовой отрасли РФ в современных экономических условиях могут быть сформированы на пересечении данных альтернатив (см. таблицу 4).

Таблица 4. Сценарии развития газовой отрасли РФ в современных экономических условиях (разработано автором)

		Соотношение внутреннего и внешних рынков газовой отрасли РФ		
		Преобладание внутреннего рынка	Паритет внутреннего и внешних рынков	Преобладание внешних рынков
Уровень ограничений энергетической политики ЕС в отношении газовой отрасли РФ	Позитивный	Частичное снятие ограничений на импорт российского газа некоторыми странами ЕС (в т.ч. запуск поставок по МГ «Северный поток», «Ямал-Европа», украинскому коридору). Замедленное развитие новых перспективных экспортных направлений (в т.ч. азиатских). Реформирование внутреннего рынка с его последующим динамичным развитием. Сохранения низкого уровня цен на газовых рынках ЕС, Азии, ближнего зарубежья.	Частичное снятие ограничений на импорт российского газа некоторыми странами ЕС (в т.ч. запуск поставок по МГ «Северный поток», «Ямал-Европа», украинскому коридору). Умеренное развитие новых перспективных экспортных направлений (в т.ч. азиатских). Сохранения среднего уровня цен на газовых рынках ЕС, Азии, ближнего зарубежья. Сохранение доли российского СПГ на рынке ЕС.	Позитивный с преобладанием внешних рынков Значительное снятие ограничений на импорт российского газа странами ЕС (в т.ч. запуск поставок по МГ «Северный поток», «Ямал Европа», украинскому коридору), динамичное развитие новых перспективных экспортных направлений (в т.ч. азиатских) для российского ТПГ и СПГ. Сохранения высокого уровня цен на газовых рынках ЕС, Азии, ближнего зарубежья. Увеличение доли российского СПГ на рынке ЕС.
	Инерционный	Сохранение текущего уровня ограничительной энергополитики ЕС в отношении газовой отрасли РФ. Сдвиги вправо по вводу новых проектов ТПГ и СПГ, неопределённость в части подписания соглашения по проекту «Сила Сибири-2», приостановка украинского транзита по истечению срока действия соглашения, низкие цены на зарубежных рынках, динамичное развитие внутреннего рынка, его реформирование.	Инерционный с паритетом внутреннего и внешних рынков Сохранение текущего уровня ограничительной энергополитики ЕС. Плановое развитие новых перспективных экспортных направлений (в т.ч. азиатских). Ввод новых проектов ТПГ и СПГ в соответствии с директивными сроками, неопределённости в части подписания соглашений по проекту «Сила Сибири 2», продления украинского транзита. Средние цены на зарубежных рынках. Динамичное развитие внутреннего рынка.	Сохранение текущего уровня ограничительной энергополитики ЕС в отношении газовой отрасли РФ. Опережающее развитие новых перспективных экспортных направлений (в т.ч. азиатских), своевременное подписание всех соответствующих газовых соглашений и контрактов на экспорт газа, ускоренный ввод новых проектов ТПГ и СПГ. Высокие цены на зарубежных рынках.
	Негативный	Негативный с преобладанием внутреннего рынка Эскалация ограничительной энергополитики ЕС в отношении газовой отрасли РФ, снижение поставок по оставшимся действующим экспортным маршрутам ТПГ, эмбарго на российский СПГ. Динамичное развитие внутреннего рынка при низких темпах развития новых перспективных экспортных направлений (в т.ч. азиатских).	Эскалация ограничительной энергополитики ЕС в отношении газовой отрасли РФ, снижение поставок по оставшимся действующим экспортным маршрутам ТПГ, эмбарго на российский СПГ. Умеренное развитие внутреннего рынка при сдержанном развитии новых перспективных экспортных направлений (в т.ч. азиатских).	Эскалация ограничительной энергополитики ЕС в отношении газовой отрасли РФ, снижение поставок по оставшимся действующим экспортным маршрутам ТПГ, эмбарго на российский СПГ, ужесточение ЕС по замещению природного газа возобновляемыми источниками энергии. Стагнация внутреннего рынка при динамичном развитии новых перспективных экспортных направлений (в т.ч. азиатских).

Принимая во внимание особенности рассмотренного ранее регионального инфраструктурного потенциала газовой отрасли РФ, а также анализа санкций ЕС в отношении газовой отрасли РФ наиболее вероятными сценариями, по нашему мнению, представляются: «позитивный с преобладанием внешних рынков», «инерционный с паритетом внутреннего и внешних рынков», «негативный с преобладанием внутреннего рынка» (выделены в таблице 4 жирным цветом).

Сценарий «позитивный с преобладанием внешних рынков» (далее - ППВР) предполагает значительное снятие ограничений на импорт российского газа странами ЕС, что включает в себя возможность сертификации с запуском уцелевшей нитки газопровода «Северный поток -2», возобновления поставок по газопроводу «Ямал-Европа», разблокировки финского и прибалтийского газотранспортных направлений, сохранения транзита по украинскому направлению после истечения газотранспортного соглашения в 2024 г. с потенциальным восстановлением поставок через пункт Сохрановка. При этом в рамках ППВР допускается сохранение высокого уровня поставок российского СПГ в ЕС с действующих проектов («Ямал - СПГ», «Портовая СПГ») и планомерный ввод новых проектов («Арктик СПГ», комплекс СПГ в Усть-Луге и др.) в соответствии с установленными сроками. Также сценарий исходит из того, что азиатский вектор развития газовой отрасли РФ и другие перспективные зарубежные направления реализуются опережающим темпом с подписанием всех необходимых соглашений по проекту Сила Сибири – 2. Также в рамках данного сценария допускается смягчение форсированной декарбонизации, проводимой в рамках энергополитики ЕС, включая снижение в ЕС темпов замещения природного газа возобновляемыми источниками энергии.

Сценарий «инерционный с паритетом внутреннего и внешних рынков» (далее - ИПВВР). Сохранение текущего уровня ограничительной энергополитики ЕС в отношении импорта российского газа и газовой отрасли РФ в целом. Данный сценарий допускает сохранение поставок российского ТПГ в европейское дальнее зарубежье по ныне действующим газотранспортным коридорам: турецкому направлению, а также украинскому маршруту. Однако, дальнейший транспорт по

украинскому маршруту сопряжен с высокой степенью неопределённости, связанной с продолжением транзита после 2024 г. При этом в рамках ИПВВР развиваются новые перспективные экспортные направления (в т.ч. азиатские), вводятся новые проекты ТПГ и СПГ в соответствии с директивными сроками. Однако, сохраняется неопределённость в части подписания соглашений по проекту «Сила Сибири 2». Ценовая динамика на рынках Европы и Азии сохраняет боковой тренд со средним уровнем цен 2023-2024 гг. В условиях сокращения приблизительно на две трети традиционного экспорта в европейское дальнее зарубежье наблюдается динамичное развитие внутреннего рынка. В рамках данного сценария форсированная декарбонизация, проводимая в рамках энергополитики ЕС, включающая в себя замещение в ЕС природного газа возобновляемыми источниками энергии, сохраняется на текущем уровне.

Сценарий «Негативный с преобладанием внутреннего рынка» (далее - НПВР) базируется на предположении об эскалации ограничительной энергополитики ЕС в отношении газовой отрасли РФ, что включает в себя снижение поставок по оставшимся, ныне действующим экспортным маршрутам ТПГ в европейское дальнее зарубежье, ввод ограничений на импорт российского СПГ с потенциальным эмбарго. Допускается ввод различных прямых и косвенных налогов, пошлин на транзит российского газа по сухопутному продолжению газопровода «Турецкий поток» для поставок в страны Европы. НПВР предполагает динамичное развитие внутреннего рынка при низких темпах развития новых перспективных экспортных направлений (в т.ч. азиатских). В рамках данного сценария усиливается форсированная декарбонизация, проводимая в рамках энергополитики ЕС, увеличиваются в ЕС темпы замещения природного газа возобновляемыми источниками энергии.

Если расположить три выше рассмотренных сценария от наиболее к наименее вероятному, то выстроится следующая последовательность: ИНВР, НПВР, ППВР.

Возможности экспорта российского природного газа в европейское дальнее зарубежье для всех указанных сценариев будут ограничиваться инфраструктурным потенциалом газовой отрасли РФ, оценка которого для каждого из сценариев с

учетом основных газотранспортных направлений представлена в таблице 5. Оценка инфраструктурного потенциала базируется на проектных мощностях газотранспортных маршрутов, которые являются в условиях введенных ЕС ограничений доступными для использования в рамках рассматриваемых сценариев. Следует отметить, что фактические потоки транспортируемого газа в каждом из сценариев могут превышать проектные мощности, но при этом не выходя за требования технических норм эксплуатации и безопасности функционирования газотранспортных систем.

Таблица 5. Сценарный анализ инфраструктурного потенциала поставок
российского трубопроводного газа в европейское
дальнее зарубежье (разработано автором)

Наименование	Сценарий НПВР	Сценарий ИПВВР	Сценарий ППВР
ТПГ в ЕДЗ млрд. куб. м в год			
Северное направление	0	0	27,5
Украинское направление	0	15 (0**)	40
Финское направление	0	0	6
Прибалтийское направление	0	0	13
Белорусское направление («Ямал-Европа»)	0	0	33
Турецкое направление (всего)	31,75	47,5	47,5
Турецкое направление (без учета поставок в Турцию)	0	15,75	15,75
Всего ТПГ в ЕДЗ	31,75	62,5 (47,5**)	167
Всего ТПГ в ЕДЗ (без учета поставок в Турцию)	0	30,75 (15,75**)	135,25
ТПГ в Китай	48	48 (98*)	98

*- в случае достижения окончательных договоренностей по проекту «Сила Сибири – 2»

** - в случае отсутствия транзита по украинскому направлению

Отдельным фактором увеличения реализации российского газа в странах ЕДЗ в пределах рассмотренного инфраструктурного потенциала в соответствии с таблицей 5 может стать предложение российских углеродно-нейтральных поставок природного газа с нетто-нулевым или сниженным углеродным следом за счет использования углеродных единиц, полученных в результате реализации климатических проектов.

Таблица 5 демонстрирует, что все рассмотренные сценарии, включая наиболее оптимистичный – ППВР, демонстрируют снижение потенциала поставок российского газа в ЕДЗ. Наиболее пессимистичный сценарий – НПВР предполагает эмбарго ЕС на импорт российского газа, два других позволяют судить о сокращении возможности экспорта в ЕДЗ (без учета поставок в Турцию) примерно в 1,2-5 от среднего уровня поставок в ЕДЗ за последние 5 лет в зависимости от степени ограничений в отношении газовой отрасли РФ, введенных в рамках энергополитики ЕС.



Рис.10. Фьючерсы «месяц вперед» на газовом хабе ТТФ [129]

Несмотря на то, что цены на природный газ на европейском рынке на момент проведения исследования находятся на более высоком уровне (цена фьючерсов

«месяц вперед» на газовом хабе TTF колеблется в пределах уровня 400-500 долл. за 1000 куб. м) по сравнению с историческим диапазоном цен в условиях устойчивой конъюнктуры европейского рынка в предыдущие годы, ценовая динамика на европейских газовых хабах, начиная с конца августа 2022 г. по первый квартал 2024 г., демонстрировала (см. рисунок 10) ярко выраженный последовательный нисходящий тренд, который фундаментально обусловлен разрушением спроса на природный газ в еврозоне в связи с энергетическим кризисом ЕС, высокой степенью заполненности европейских ПХГ, избытком предложения СПГ, мягкими погодными условиями и прочими факторами. Учитывая, что данная ценовая тенденция с высокой долей вероятности может сохраниться, что напрямую затронет экспортную выручку от реализации российского газа на данном рынке, появляется необходимость в рамках всех рассмотренных сценариев максимально утилизировать выявленный инфраструктурный потенциал поставок российского газа в ЕДЗ. Важно подчеркнуть, что инфраструктурный потенциал в рамках рассмотренных сценариев констатирует потенциальную проектную возможность экспорта в ЕДЗ, а не гарантированный уровень поставок. Таким образом, весьма актуальной задачей представляется максимизация поставок российского газа в целях использования всех имеющихся возможностей инфраструктурного потенциала, которая может решаться посредством максимальной контрактации имеющихся свободных, незадействованных мощностей экспортных газотранспортных коридоров, включая возможности классических долгосрочных контрактов на поставку газа, а также различных краткосрочных трейдинговых операций. Реализация турецкого газового хаба фактически создает торговый инструмент, который будет способствовать задействованию свободных мощностей проекта «Турецкий поток» в целях реализации дополнительных объемов поставок. Отдельным перспективным направлением максимизации поставок российского газа на экспорт может стать реализация низкоуглеродных или углеродно-нейтральных поставок природного газа, т.е. комбинированных продуктов природного газа с набором углеродных единиц, компенсирующих частично или полностью углеродный след поставки

природного газа. С учетом отсутствия ограничений со стороны ЕС на такого рода продукты, а также в целом высокую значимость таких продуктов в рамках энергетической политики ЕС, данное направление может позволить создать газовой отрасли РФ дополнительный способ монетизации российского природного газа и повышения его имиджа на зарубежных рынках в контексте климатической повестки. Для реализации углеродно-нейтральных поставок могут быть использованы углеродные единицы от климатических проектов газовой отрасли России. В условиях ограничений и санкций со стороны ЕС, препятствующих поставкам российского трубопроводного газа по некоторым транспортным направлениям (например, северному, белорусскому), предоставление возможности европейским покупателям приобретать углеродно-нейтральный природный газ может быть весьма эффективным способом обхода данных ограничений.

Вне зависимости от того или иного вышеописанного сценария для газовой отрасли РФ представляется целесообразным сохранять свою конкурентоспособность на газовом рынке ЕС ввиду его высокой маржинальности по сравнению с внутренним рынком РФ, а также другими зарубежными рынками газа. Несмотря на агрессивную ограничительную энергополитику ЕС в отношении газовой отрасли РФ и связанную с этим высокую степень неопределенности развития газового бизнеса на данном рынке ввиду множества введенных санкций и дискриминационного регулирования, Российская Федерация в соответствии с заявлением Президента Российской Федерации В.В. Путина на пленарной сессии XX заседания Международного дискуссионного клуба «Валдай» в 2023 г. готова полностью исполнять взятые на себе обязательства перед европейскими потребителями в рамках действующих контрактов и в случае интереса со стороны ЕС способствовать восстановлению и наращиванию поставок российского газа [192]. В целях определения возможности сохранения доли на газовом рынке ЕС представляется необходимым провести анализ конкурентоспособности газовой отрасли РФ по сравнению с ее основными конкурентами.

Исторически, начиная с первых поставок советского природного газа в страны Европы в конце шестидесятых годов прошлого века основными

конкурентами России на газовом рынке ЕС выступали прежде всего местные европейские производители, наиболее крупными из которых являются Великобритания, Нидерланды и Норвегия. Данные страны на протяжении длительного времени устойчиво сохраняли свою рыночную нишу, однако в настоящее время из трех данных стран только Норвегия не испытывает проблему падающей добычи природного газа. Нидерланды претерпевали истощение запасов своего главного месторождения Гронинген, что оказывало влияние на повышение рисков сейсмической активности в регионе и в конечном итоге привело к попыткам закрытия месторождения с октября 2023 года [164]. Британия также сталкивается с проблемами падающей добычи ввиду истощаемости своих газовых резервов и невозможности обеспечения воспроизводства ресурсной базы. В отличие от двух других рассмотренных стран Норвегия обладает более обширной ресурсной базой доказанных и возможных запасов газа, позволяющей поддерживать экспорт в страны ЕС на стабильно высоком уровне. При этом Норвегия не может резко и существенно нарастить объемы экспорта, поскольку норвежский газ поставляется по сложной системе подводных морских газопроводов, имеющих инфраструктурные ограничения по транспорту.

Историческая динамика поставок вышеуказанных стран, а также других крупнейших стран-экспортеров природного газа в ЕС, подготовленная на основе статистических данных ассоциации ENTSOG [149], ассоциации газовой инфраструктуры Европы [148], годовых отчетов российских (ПАО «Газпром» и ПАО «Новатэк» [169,170]) и зарубежных компаний [173,174], статистического ведомства Евростат [136], энергетических регуляторов [138], профильных министерств [132], представлена на рисунке 11.

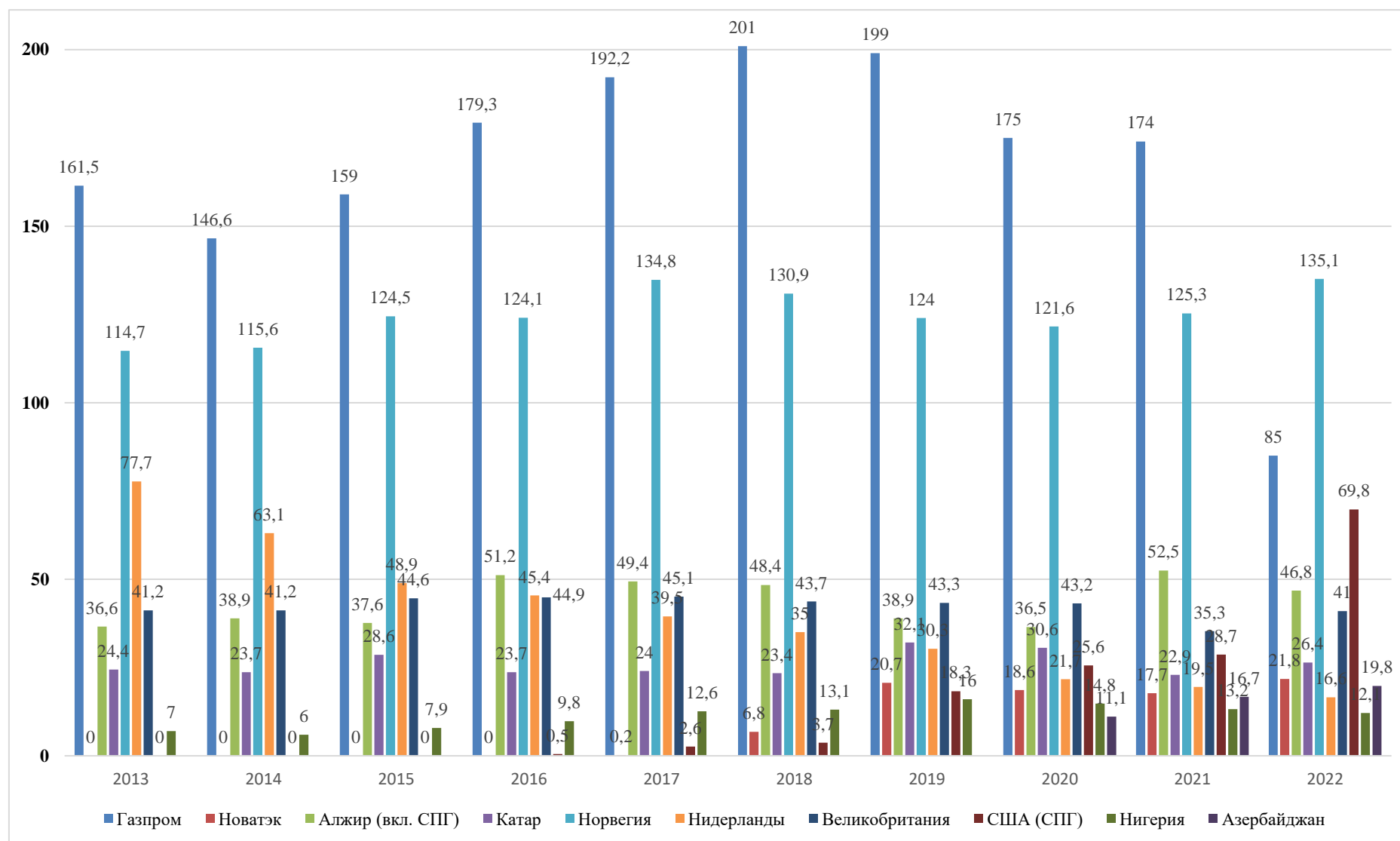


Рис.11. Динамика поставок газа в ЕДЗ (с учетом поставок в Турцию), млрд куб. м

Три вышеописанные страны обеспечивали экспорт за счет поставок ТПГ. Помимо данных стран крупнейшими экспортерами ТПГ в ЕС выступают также Россия, Алжир и примкнувший к ним Азербайджан с момента запуска газопроводов «ТАНАП» и «ТАП» в 2019 и 2020 гг. в рамках маршрута «Южный газовый коридор». Разветвленная газотранспортная инфраструктура РФ и множественность транспортных экспортных направлений вместе с крупнейшей в мире ресурсной базой природного газа позволяли занимать России крупнейшую нишу на газовом рынке ЕС (более 30 % от совокупного потребления природного газа ЕС). Данная тенденция в части экспорта российского газа в ЕС сохранялась на протяжении длительного периода вплоть до 2022 г., когда в связи с введенными санкциями ЕС, диверсиями на газопроводах «Северный поток», «Северный поток -2» и прочими ограничениями поставки из РФ в ЕДЗ сократились более чем в два раза по сравнению с предыдущими годами поставок (со средним уровнем поставок за рассматриваемый период) и составили около 85 млрд м куб (оценка по данным ассоциации ENTSOG [149], отчетов национального регулятора Турции в области энергетики [138]). Учитывая, что в 2023 г. для поставок российского газа в ЕДЗ использовалось только два экспортных газотранспортных направления (турецкое и украинское) ввиду вышеуказанных ограничений, оценка уровня экспорта российского ТПГ в 2023 г. может быть снижена до уровня порядка не более 50 млрд. куб.м в ЕДЗ, более 20 млрд. куб. м из которых предназначены для нужд Турции (в 2022 г. поставки в Турцию составили около 21,6 млрд. куб. м [138]).

В условиях сократившейся доли российского ТПГ в структуре импорта газа ЕС конкуренты Российской Федерации активно стремятся нарастить поставки ТПГ и СПГ в целях закрепления за собой высвободившейся спросовой ниши. Так, поставки азербайджанского газа в ЕС по газопроводу «ТАР» с проектной мощностью 10 млрд. куб. м, запущенного в работу в конце 2020 г., уже в 2022 году по данным Министерства энергетики Азербайджана составили 11,4 млрд. куб. м [132], превысив проектную мощность. В соответствии с Меморандумом о намерениях в части стратегического партнерства в сфере энергетики, заключенным в 2022 г. между Азербайджаном и ЕС, газотранспортные мощности поставок

азербайджанского газа в ЕС планируются быть увеличены до 20 млрд. куб. м [165]. Другой страной, нарастившей поставки ТПГ в ЕДЗ, стал Алжир, увеличивший уровень поставок ТПГ с чуть более 22 млрд. куб. м в 2020 и 2021 гг. до 34 млрд. куб. м в 2022 г. Поставки норвежского газа на рынок ЕС также были увеличены приблизительно на 10 млрд. куб. м в 2022 г. по сравнению с 2021 г.

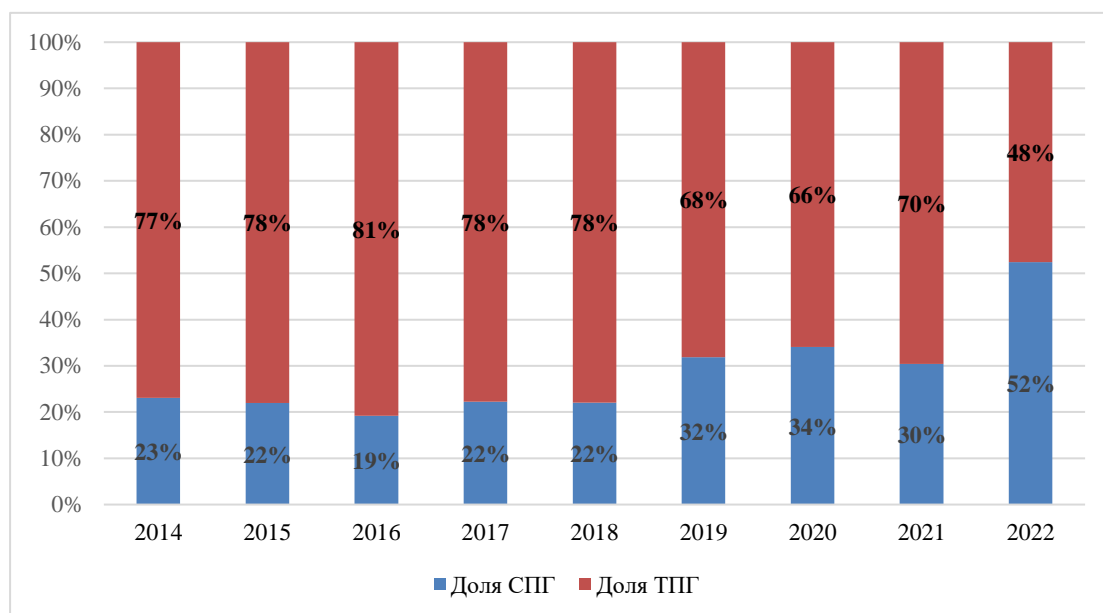


Рис.12. Соотношении ТПГ и СПГ в структуре импорта ЕДЗ
(расчет автора по данным [148,131,138,148,149,163,170])

Исторически, на протяжении длительного периода функционирования европейского газового рынка, с момента его формирования вплоть до 2022 г. поставки ТПГ доминировали в структуре импорта² газа ЕС над поставками СПГ, общий процент которых от совокупного импорта исторически не превышал 35% (см. рисунок 12). Только в 2022 году поставки СПГ превысили 50% от совокупного импорта природного газа. Рисунок 12 демонстрирует, что доля СПГ в структуре импорта стран ЕДЗ в среднем на горизонте рассматриваемого периода до 2019 г. составляла около 22%. Новой знаковой вехой конкуренции ТПГ и СПГ на газовом рынке ЕС был отмечен 2019 г., когда фактически все крупнейшие поставщики СПГ в ЕС смогли существенно нарастить свои поставки. По сравнению с предыдущим годом Катар увеличил свои поставки приблизительно на 40% (с 23,7 до 24 млрд. куб. м), Алжир – 25% (с 13 до 16,2 млрд куб. м), Нигерия – 22% (с 13,1 до 16 млрд.

² Импорт природного газа в ЕДЗ не включает в себя поставки из Норвегии, Великобритании, Нидерландов

куб. м). При этом наибольший прирост поставок СПГ в абсолютном и относительном выражении произвели компании США и ПАО «Новатэк» (с проектов «Ямал СПГ» и «Криоген-Высоцк»), увеличив свои поставки по сравнению с предыдущим годом приблизительно на 400% (с 3,7 до 18,3 млрд. куб. м) и на 200% (с 6,8 до 20,7 млрд. куб. м) соответственно, что позволило США и России утвердиться в качестве стран-лидеров по поставкам СПГ на европейский рынок.

На рисунке 11 продемонстрировано, что в дальнейшем уровень экспорта СПГ из России в ЕДЗ сохранял боковой тренд в пределах уровня 2019 г, немного превысив его в 2022 г. (около 22 млрд. куб. м), в то время как экспорт СПГ из США каждый год стабильно увеличивался и достиг в 2022 г. рекордного уровня поставок порядка 70 млрд. куб., в результате чего США стали крупнейшим поставщиком СПГ в ЕДЗ, в несколько раз превышающим поставки СПГ Катар, Алжира, Нигерии и России по отдельности.

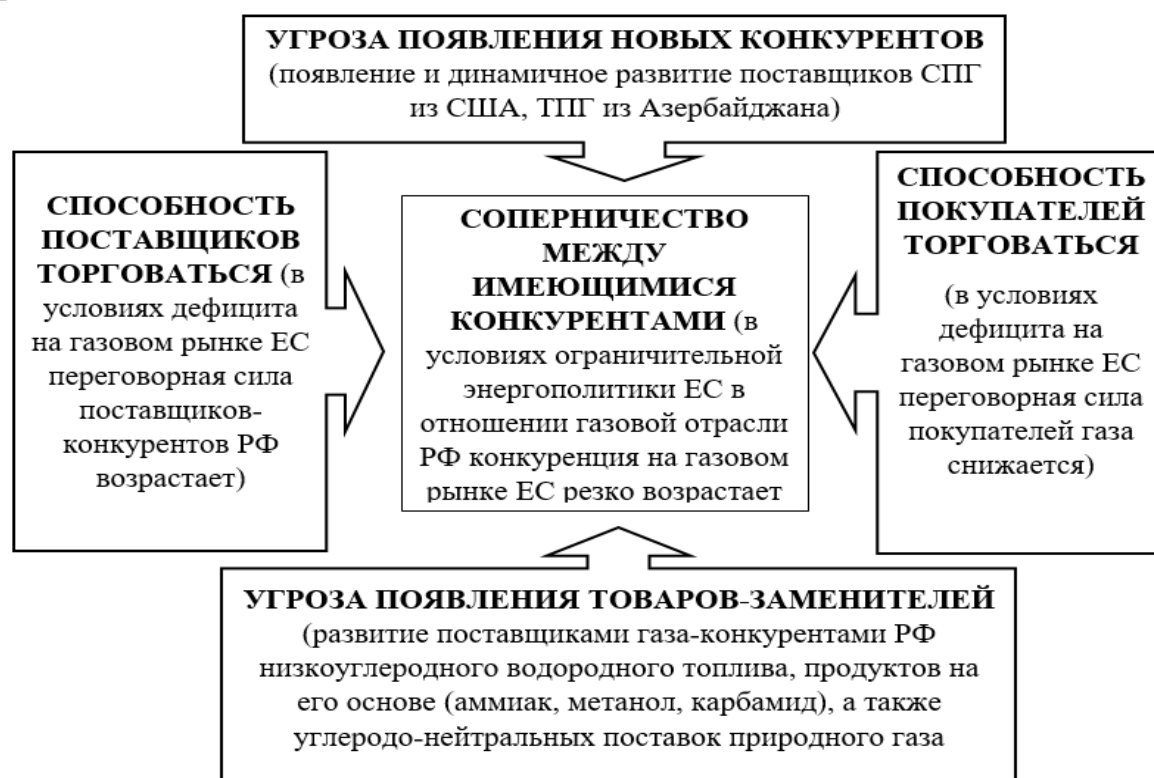


Рис. 13. Конкуренция на газовом рынке ЕС по методу «Пяти сил»

М. Портера (разработано автором на основе [98])

Анализируя конкуренцию на газовом рынке ЕС по методу «Пяти сил, определяющих конкуренцию» М. Портера [98], нами была разработана

соответствующая схема (см. рисунок 13). Далее приведено более подробное описание каждого из пяти элементов вышеуказанной схемы.

1. Соперничество между имеющимися конкурентками. Вышеописанный анализ динамики поставок ТПГ и СПГ в ЕДЗ демонстрирует повышение конкуренции между ТПГ и СПГ на газовом рынке ЕС. Современная энергополитика ЕС, направленная на ограничение доли российского природного газа на рынке ЕС, усиливает процессы конкурентной борьбы. Введенные ограничения в отношении газовой отрасли РФ позволили конкурентам РФ нарастить поставки и расширить свои доли на рынке ЕС. Крупнейшими конкурентами РФ являются поставщики ТПГ из Норвегии, Великобритании, Алжира, Азербайджана, а также СПГ из США, Катар, Алжира.

2. Угроза появления новых конкурентов. Среди новых, значимых конкурентов на газовом рынке ЕС можно выделить поставщиков СПГ из США и ТПГ Азербайджана. Поставщики СПГ из США на рассматриваемом временном периоде продемонстрировали динамичный ввод производственных мощностей, позволивший обеспечить США высокий уровень сбыта СПГ продукции в ЕДЗ. США имеют существенный потенциал на увеличение производственных мощностей СПГ, однако в январе 2024 г. органами власти США было принято решение о приостановке новых проектов СПГ [142]. Поставки ТПГ из Азербайджана в короткий срок с момента запуска газопроводов «ТАП» и «ТАНАП» достигли максимума технической возможности. При этом в настоящий момент достигнуты договоренности между Азербайджаном и ЕС по удвоению поставок азербайджанского газа. Помимо вышеуказанных новых поставщиков имеется вероятность выхода на газовый рынок ЕС поставщиков из Израиля, Турции, а также увеличения поставок из Египта, однако существенного влияния на изменение структуры импорта газа в ЕДЗ данные страны с высокой долей вероятности не окажут.

3. Способность покупателей торговаться. В период до введения ограничений ЕС на импорт российского газа европейские покупатели имели большие переговорные возможности в части установления ценообразования,

определения объемов и гибкости поставок в рамках торгового взаимодействия с поставщиками газа. Такие возможности в значительной степени способствовали увеличению использования на газовом рынке ЕС «спотового ценообразования» (с привязкой к уровням цен на европейских газовых хабах) по сравнению с ценообразованием на базе «нефтяной привязки» (т.е. привязки к ценовой корзине различных нефтепродуктов) [243]. В условиях отказа от российского газа, переговорная сила европейских покупателей газа и, соответственно, их способность торговаться снижается. Дефицит предложения на газовом рынке ЕС, усилившийся в связи с ограничениями ЕС на импорт российского газа, а также иные проявления энергетического кризиса ЕС вынуждают европейских покупателей газа соглашаться на менее выгодные и надежные по сравнению с российским ТПГ поставки газа из США и других конкурентов РФ.

4. Способность поставщиков торговаться. Способность конкурентов РФ на европейском газовом рынке торговаться возросла. Условия кризиса и дефицита на рынке ЕС, вызванные последствиями энергополитики ЕС, позволяют конкурентам РФ выгодно использовать ограничения ЕС на импорт российского газа и тем самым диктовать европейским покупателям свои коммерческие условия, включая цены и объемы поставок. Максимальную финансовую выгоду от сложившейся ситуации на рынке получают поставщики из США, Норвегии, а также европейские трейдеры, перепродающие газ по максимальным ценам [62].

5. Угроза появления товаров заменителей. Частью форсированной декарбонизации, проводимой в рамках энергополитики ЕС, является развитие ВИЭ, сокращение потребления ископаемых видов топлива, расширение углеродного регулирования (в т.ч. налогового и трансграничного), а также продвижение «зеленого» или возобновляемого водорода, получаемого из ВИЭ [233]. Продвижение данного энергоресурса, как и развитие ВИЭ, направлено на дополнительное снижение энергетической зависимости ЕС от импорта энергоресурсов, в том числе природного газа из РФ. Кроме того, ставка ЕС на «зеленый» водород продиктована жесткими целевыми показателями климатического регулирования ЕС. Однако учитывая высокие цены на

энергетических рынках ЕС, а также высокий уровень ставки рефинансирования и стоимости капитала в еврозоне (по данным Международного энергетического агентства (МЭА) [222] увеличение стоимости капитала на 3% увеличивает на треть совокупные затраты на реализацию водородного проекта), реализация проектов «зеленого» водорода становится еще более капиталоемкой и труднореализуемой задачей. Ввиду того, что Водородная стратегия ЕС предполагает также и потребность в низкоуглеродном водороде, в том числе на основе природного газа, а также, что ограничения ЕС в отношении газовой отрасли РФ не распространяются на импорт низкоуглеродного топлива (низкоуглеродный водород из природного газа и сероводорода, а также углеродно-нейтральные поставки природного газа), перед газовой отраслью РФ открывается ряд возможностей по сбыту такого рода продукции, в том числе и на высокомаржинальный рынок ЕС. В дополнение к поставкам низкоуглеродного водородного топлива газовая отрасль РФ может также предложить для покупателей в ЕДЗ углеродно-нейтральные продукты на основе природного газа (природный газ, комбинированный с углеродными единицами под запрос покупателя). Реализация российского низкоуглеродного водорода и углеродно-нейтральных поставок природного газа в страны ЕДЗ может представлять взаимовыгодный интерес для европейских покупателей и российских поставщиков. Для первых интерес заключается в возможности возобновления импорта российских энергоносителей в обход текущих ограничений на импорт российского газа, ввода в эксплуатацию простаивающих европейских газотранспортных активов с получением экономической отдачи за счет тарифов на транзит газа и привнесения вклада в национальные цели в области декарбонизации, для вторых – в возможности расширения и удержания значительно сократившейся спросовой ниши на рынке ЕС.

Динамика поставок газа в ЕДЗ (см. рисунок 11) демонстрирует доминирующее положение поставщиков из Российской Федерации на рассмотренном временном периоде до 2022 года. Конкурентоспособность газовой отрасли РФ на рынках ЕДЗ в указанный период обеспечивалась за счет:

- крупнейшей в мире ресурсной базы;

- множественности и развитости газотранспортной инфраструктуры, экспортных маршрутов, позволяющих обеспечивать поставки газа на рынки Северной, Центральной, Южной Европы и Турции (в отличие от других поставщиков на газовые рынки ЕДЗ только России имеет инфраструктурный доступ ко всем ключевым рынкам сбыта ЕС: Северной Европы, Центральной и Южной, позволяющий обеспечивать единовременную подачу газа по всем направлениям сбыта, а также за счет возможностей Единой системы газоснабжения осуществлять гибкое перераспределение потоков газа в зависимости от изменения спроса);
- развитой инфраструктурой сбыта и маркетинга: поставки на оптовый рынок газа ЕС по контрактам купли-продажи природного газа, реализация газа на рынке ритейла через специализированные совместные предприятия по сбыту (Gazprom Marketing & Trading GAZPROM Schweiz AG, Wingas GmbH и др.), трейдинг через электронную торговую платформу ООО «Газпром экспорт»;
- более низкого показателя углеродного следа для поставок газа по сравнению с конкурентами (по данным исследований [220, 227] углеродный след поставок ТПГ из РФ существенно ниже конкурентов РФ из США, Катар, Алжира, Австралии, Азербайджана: для поставок на рынки Северной Европы разница составляет более чем 2,5 раза, Южной Европы – 1,5 раза; кратная разница в размере углеродного следа российского ТПГ и СПГ конкурентов также представлена в исследовании [213]);
- устойчивым финансово-экономическим положением российских поставщиков.

Принимая во внимание теорию М. Портера в части определения долгосрочного конкурентного преимущества на базе стратегии «низких издержек» или «дифференциации» [98], можно сделать вывод о том, что в основе конкурентного преимущества газовой отрасли РФ на рынке ЕС лежал подход

«низких издержек», который позволял за счет поставок российского трубопроводного газа сохранять лидирующее положение на всем протяжении рассматриваемого временного периода, в том числе в наиболее критичные для поставщиков периоды низких цен. Так, в период экономического спада, вызванного пандемией COVID-19, цены опускались до рекордно низкого уровня, что приводило к отрицательной маржинальной прибыли для поставщиков СПГ и, соответственно, провоцировало сокращение предложения СПГ на фоне стабильных поставок российского ТПГ. При этом газовая отрасль РФ проявляла высокую адаптивность в условиях усиливающегося регулирования ЕС в области либерализации и декарбонизации газового рынка, сохраняя свою конкурентоспособность в ограничительной регулятивной среде.

Фактором, существенно повлиявшим на конкурентоспособность газовой отрасли РФ на газовом рынке ЕС, стали радикальные изменения в энергополитике ЕС, направленные на отказ от российского газа к 2027 г., национализацию в ЕС российских активов в различных совместных предприятиях в области логистики и хранения газа (предприятия ПХГ, транспорта ТПГ), маркетинга газа (Gazprom Marketing & Trading GAZPROM Schweiz AG, Wingas GmbH и др.), а также на введение беспрецедентного количества санкций и другого рода экономических ограничений в отношении газовой отрасли РФ. Вышеуказанные действия со стороны ЕС привели к разрушению прежней модели маркетинга российского газа в ЕДЗ, позволявшей использовать совместные маркетинговые предприятия в ЕС в целях максимизации сбыта, а также к тому, что в настоящее время из всех возможных экспортных инфраструктурных коридоров ТПГ сохраняют наибольшую перспективность только два маршрута (украинский и турецкий), результатом чего является искусственное снижение конкурентоспособности ресурсов газовой отрасли РФ на рынке ЕС. В таких условиях резко неблагоприятной внешней среды в целях предотвращения сжатия текущего сегмента сбыта на газовом рынке ЕС и его возможного расширения возникает необходимость трансформировать стратегию конкурентного преимущества в сторону смешанного типа путем добавления к стратегии «низких издержек» также

и элементы «сфокусированной дифференции» [98]. Учитывая рассмотренные выше наиболее вероятные сценарии развития газовой отрасли РФ в условиях энергетической политики ЕС, наиболее перспективным способом реализации «сфокусированной дифференциации» представляется развитие сбыта более высокомаржинальной низкоуглеродной продукции, включая низкоуглеродное водородное топливо на основе ресурсов газовой отрасли (природный газ, сероводорода), а также углеродно-нейтральные поставки природного газа.

Таким образом, проведенный анализ свидетельствует об искусственной природе снижения конкурентоспособности газовой отрасли РФ на рынке ЕС, вызванной современной ограничительной энергетической политикой ЕС. Несмотря на искусственное снижение конкурентоспособности на рынке ЕС, газовая отрасль РФ продолжает сохранять ряд конкурентных преимуществ, включая обширную ресурсную базу, развитый инфраструктурный потенциал, эколого-экономические преимущества ресурсов газовой отрасли в виде низкого углеродного следа и др. факторов.

2.3. Влияние климатических изменений на развитие ресурсов газовой отрасли РФ в современных экономических условиях

Российская Федерация уделяет значительное внимание вопросам изменения климата, проводя национальную климатическую и низкоуглеродную политику и ответственно исполняя взятые на себя обязательства в рамках Рамочной конвенции ООН об изменении климата (РКИК ООН), Киотского протокола и Парижского соглашения. Климатические изменения все больше влияют на структурные трансформации в национальной экономике РФ, особенности энергообеспечения, развития ТЭК в целом и газовой отрасли в частности. Снижение углеродоемкости и энергоемкости экономики РФ являются важнейшими задачами для России в соответствии со «Стратегией социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года» [44].

Начиная с 2020 года на федеральном уровне были утверждено множество документов, регулирующих выбросы парниковых газов, которые в своей совокупности представляют собой углеродное регулирование Российской Федерации. В таблице 6 приведены данные документы. Углеродное регулирование распространяется на газовую отрасль РФ и тем самым во многом определяет специфику ее дальнейшего развития, стимулируя ее дальнейшее движение по более низкоуглеродной траектории.

Таблица 6. Углеродное регулирование РФ

Наименование нормативно-правового акта	Характеристика нормативно-правового акта
Указ Президента Российской Федерации от 04.11.2020 № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов» [15]	Устанавливает ограничение к 2030 году выбросы парниковых газов до 70 процентов от уровня 1990 года [15].
Федеральный закон от 02.07.2021 г. № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов» [4]	Определяет основы правового регулирования отношений в сферах деятельности, которые сопровождаются выбросами парниковых газов, включая принципы и меры ограничения парниковых газов, целевые показатели их сокращения, государственный учет выбросов и др. Кроме того, закон определяет такие важные понятия для газовой отрасли, как углеродный след, климатические проекты, углеродная единица [4].
Распоряжение Правительства РФ от 14.07.2021 № 1912-р «Об утверждении целей и основных направлений устойчивого (в том числе «зеленого») развития Российской Федерации» [37]	Распоряжение предназначено для стимулирования инвестиционной деятельности в РФ и привлечения внебюджетных средств в проекты, связанные с положительным воздействием на окружающую среду, включая снижение выбросов парниковых газов, энергосбережение и повышение эффективности использования ресурсов, внедрение наилучших доступных технологий. Распоряжение определяет три вида вышеуказанных проектов: «зеленые», «устойчивые» и «социальные» [37].

Продолжение таблицы 6

<p>Постановление Правительства РФ от 21.09.2021 № 1587 (ред. от 30.12.2023) «Об утверждении критериев проектов устойчивого (в том числе «зеленого») развития в Российской Федерации и требований к системе верификации инструментов финансирования устойчивого развития в Российской Федерации» [27]</p>	<p>Утверждает критерии (таксономии) «зеленых», «устойчивых» и «социальных» проектов, включая проекты газовой отрасли (теплоснабжение, электрогенерация, транспорт на природном газе) [27].</p>
<p>Федеральный закон от 06.03.2022 № 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации» [5]</p>	<p>Закон формирует нормативно-правовую основу для проведения эксперимента по достижению углеродной нейтральности на территории Сахалинской области - до 31 декабря 2025 года; определяет методы учета и инструменты регулирования выбросов парниковых газов в рамках эксперимента, предписывает квоты на выбросы и соответствующие штрафы за их невыполнение [5].</p>
<p>Распоряжение Правительства Российской Федерации от 11.03.2023 № 559-р «Об утверждении национального плана мероприятий второго этапа адаптации к изменениям климата на период до 2025 года» [38]</p>	<p>В данного документа значительное внимание уделяется климатическим рискам. Также учитывается разработка различных климатических адаптационных мероприятий, принимая во внимание оценку их эффективности, а также отраслевые, региональные и местные особенности [38].</p>
<p>Федеральный закон от 13.06.2023 № 230-ФЗ «О внесении изменений в Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях» [6]</p>	<p>Административная ответственность за непредставление отчета о выбросах парниковых газов либо представление заведомо недостоверной информации [6].</p>

Федеральный закон от 04.08.2023 № 489-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике» [7]	Устанавливает нормы и правила в отношении атрибутов генерации и сертификатов происхождения электрической энергии [7].
Указ Президента Российской Федерации от 26.11.2023 № 812 «Об утверждении Климатической доктрины Российской Федерации» [45]	Определяет ключевую долгосрочную цель климатической политики страны - достижение углеродной нейтральности не позднее 2060 года [45].

Новой вехой в низкоуглеродных стратегических устремлениях Российской Федерации становится заявленная во вновь утвержденной в 2023 году Климатической доктрине Российской Федерации [45] цель по достижению не позднее 2060 года баланса между антропогенными выбросами парниковых газов и их поглощением. Данная цель по достижению климатической нейтральности требует ответственного планирования долгосрочного развития ТЭК РФ на базе низкоуглеродного развития.

Таблица 7. Углеродный след производства электроэнергии по видам энергоресурсов (по данным [108,130,214,231])

Показатель	Природный газ		Уголь		Нефтепродукты
	с улавливанием углерода	без улавливания углерода	с улавливанием углерода	без улавливания углерода	
Углеродный след, кг CO ₂ -экв./кВт*ч					
– охват 1	н/д	0,06-0,27	н/д	0,35	0,2-0,24
– охваты 1-2	0,092-0,221	0,40-0,51	0,15-0,5	0,82-1,095	0,97
– охват 3		0,033		0,06	0,06

Газовая отрасль РФ, базирующаяся на наиболее экологически чистом ископаемом энергоресурсе – природном газе (удельные выбросы парниковых газов при производстве электроэнергии из природного газа в среднем в 1,5-2 раза ниже по сравнению с нефтью и углем [108,130,214,231], см. таблицу 7), обладает существенным низкоуглеродным потенциалом, обеспечивающим более низкий

уровень углеродоемкости энергобаланса России по сравнению с крупнейшими экономиками мира (см. рисунок 14).

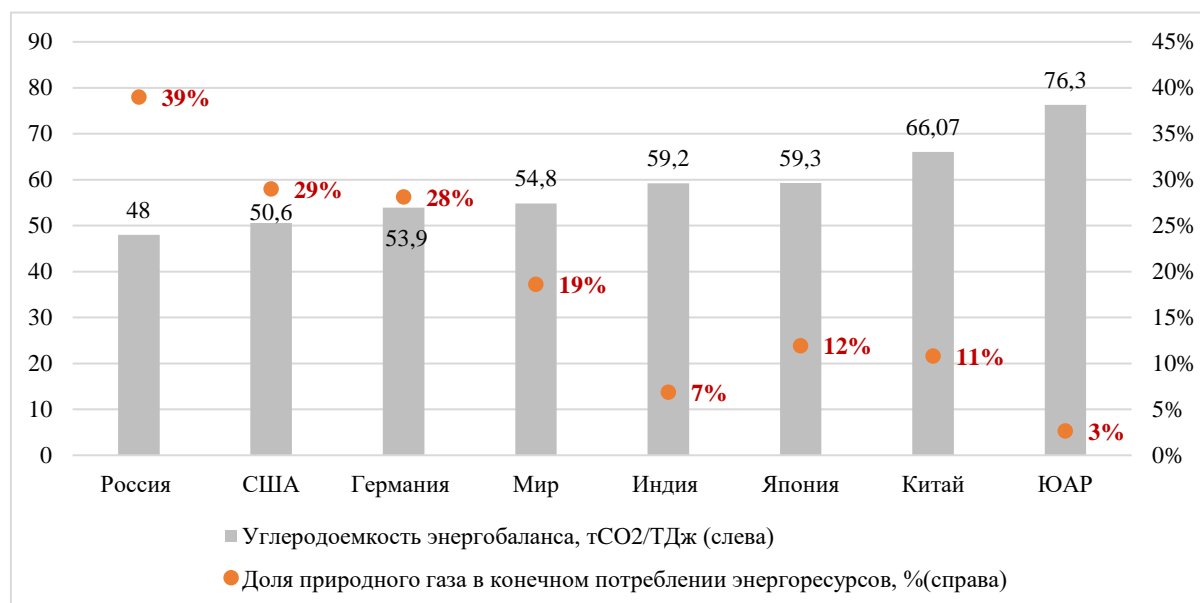


Рис. 14. Углеродоемкость энергобаланса крупнейших экономик мира
(по данным МЭА, 2022 г. [202])

В отличие от вышерассмотренного российского углеродного регулирования европейское углеродное и климатическое регулирование в рамках энергополитики ЕС, оказывающее также влияние на развитие ресурсов газовой отрасли РФ, предполагает, что декарбонизация и низкоуглеродное развитие экономики должно обеспечиваться исключительно за счет сокращения ископаемых видов топлив, включая природный газ, и наращивания ВИЭ. Европейские подходы не уделяют должного внимания потенциальному вкладу в низкоуглеродное развитие, который может быть привнесен за счет использования ресурсов газовой отрасли (например, путем замещения природным газом энергоресурсов с более высоким углеродным следом в секторе электро-, теплогенерации, ЖКХ и транспорта).

Таксономия устойчивых инвестиций ЕС [234], разработанная в целях стимулирования инвестиционной активности и привлечения средств с рынков капитала для реализации низкоуглеродных проектов, включает в себя проекты газовой генерации электрической энергии, однако установленные для данных проектов условия в части выбросов парниковых газов (например, не более 100 г CO₂-экв./кВт·ч), представляются заведомо невыполнимыми и противоречащими

существующим бизнес-практикам. Примечательно, что российская таксономия «зеленых» проектов [27] была подготовлена на основе европейской таксономии и включает в себя вышеуказанные нереалистичные условия в части проектов электрогенерации на природном газе. Данные условия технически достижимы исключительно при условии применения технологий улавливания и захоронения диоксида углерода, что нереализуемо в большинстве случаев, учитывая дорогостоящую инфраструктуру логистики и захоронения CO₂, требования к геологическим формациям для возможного захоронения CO₂ и отсутствие соответствующей нормативно-правовой базы. Аналогичные трудновыполнимые условиях, не учитывающие всю полноту международного регулирования (в том числе китайских подходов), распространяются также на проекты с водородным топливом (суммарные выбросы парниковых газов, включая прямые и косвенные, от производства водорода не более 4,9 т CO₂-экв./т). Принятие российской таксономии «зеленых» проектов в такой редакции в 2021 году может быть объяснено стремлением к гармонизации регулирования в рамках значимого в тот период сотрудничества между Россией и ЕС. Однако, в текущих условиях энергетической политики ЕС, направленной на отказ от российского природного газа, а также санкционного давления со стороны ЕС в отношении национальной экономики и газовой отрасли России, нереалистичные условия российской таксономии в части проектов с использованием природного газа и водородного топлива должны быть актуализированы с учетом новых национальных экономических реалий и приоритетов.

Также в рамках европейского регулирования переоценивается роль выбросов метана в секторе энергетики по сравнению с большими выбросами в других секторах экономики (сельское хозяйство, захоронение отходов и др.). Несмотря на то, что выбросы метана от газовых операций составляют порядка 5 % от совокупных выбросов метана в ЕС и всего около 0,6 % от совокупных выбросов парниковых газов в ЕС [71], органы власти ЕС последовательно делают метановое регулирование ЕС более рестриктивным, усиливая соответствующие требования,

предъявляемые к поставщикам природного газа, и расширяя его на новые сферы, включая поставки СПГ, морскую логистику и др.

На основании утвержденной в 2020 г. Стратегии в области снижения выбросов метана в ЕС [206] был разработан и согласован в 2023 г. органами власти ЕС Регламент о снижении выбросов метана в энергетическом секторе ЕС [235], который предусматривает нормы, распространяющиеся на внешних поставщиков ископаемых видов топлива, включая природный газ. В частности, в данном Регламенте содержится обязательство импортеров передавать регуляторам государств-членов ЕС данные по эмиссиям метана по всей цепочке производства энергии за пределами территории Европейского союза, а именно, о методах измерения, отчетности, объемах и мерах по минимизации выбросов метана, предпринимаемых производителями. На базе Регламента будет разработана база данных (methane transparency database) с информацией о европейских импортерах и их поставщиках из третьих стран, объемах импортных поставок углеводородов на рынок ЕС, наличии или отсутствии в странах-членах ЕС и странах-поставщиках регулирования в области контроля за выбросами метана и пр. По истечении двух лет с момента вступления Регламента в силу (ориентировочно 2026 год) Европейская комиссия, руководствуясь накопленной в базе данных информацией, должна будет составить профили для каждого импортера, производителя и государства-члена ЕС, а также компаний-производителей, поставщиков и стран-экспортеров углеводородов в ЕС, отражающие показатели выбросов метана и действия по их учету и сокращению.

Меры в области мониторинга, отчетности и верификации данных со стороны производителя будут считаться эквивалентными стандартам, одобренным в ЕС, в случае, если они соответствуют нормам отчетности 5-го уровня OGMP 2.0 [182], а также если в соответствующих юрисдикциях действует тождественное нормам ЕС регулирование в области мониторинга, отчетности и верификации данных о выбросах метана. К 2030 году Европейская комиссия должна будет издать делегированный акт, устанавливающий максимальные пороговые показатели удельных выбросов метана для импортных поставок нефти, газа и угля. Таким

образом, производители энергоресурсов, чьи выбросы метана будут превышать этот уровень, не смогут заключать новые или продлевать действующие соглашения о поставках на рынок ЕС. Также на данных производителей и поставщиков, включая газовую отрасль РФ, с высокой долей вероятности может быть введен метановый налог за превышения вышеуказанного уровня выбросов метана.

Ввиду того, что в настоящий момент ограничительная энергетическая политика ЕС не распространяется на поставки российского СПГ в ЕДЗ, представляется важным отметить еще одно нововведение в углеродном регулировании ЕС, которое может затронуть российских поставщиков СПГ на рынок ЕС. С января 2024 г. система торговли квотами на выбросы парниковых газов ЕС (EU ETS) была расширена и стала охватывать выбросы CO₂ от всех крупных судов (валовой вместимостью 5 000 т и выше), заходящих в порты ЕС [145]. Система охватывает 50% выбросов от рейсов, начинающихся или заканчивающихся за пределами ЕС.

Разница между общими подходами ЕС и РФ к углеродному регулированию и низкоуглеродному развитию значительна и состоит прежде всего в том, что европейское регулирование ограничивает многообразие подходов по снижению углеродного следа, создавая преференциальные условия стимулирования ВИЭ (на финансовом и административном уровне) и искусственные барьеры для реализации инфраструктурных проектов газовой отрасли, в то время как в РФ соблюдается принцип технологической нейтральности и в полной мере учитываются возможности низкоуглеродного развития ресурсов газовой отрасли.

Учитывая рассмотренные инфраструктурные особенности функционирования газовой отрасли РФ, нами предложена систематизация направлений низкоуглеродного развития газовой отрасли Российской Федерации, позволяющая выявить покомпонентно основные группы мероприятий, которые будет направлены на сокращение углеродоемкости национальной экономики [89].

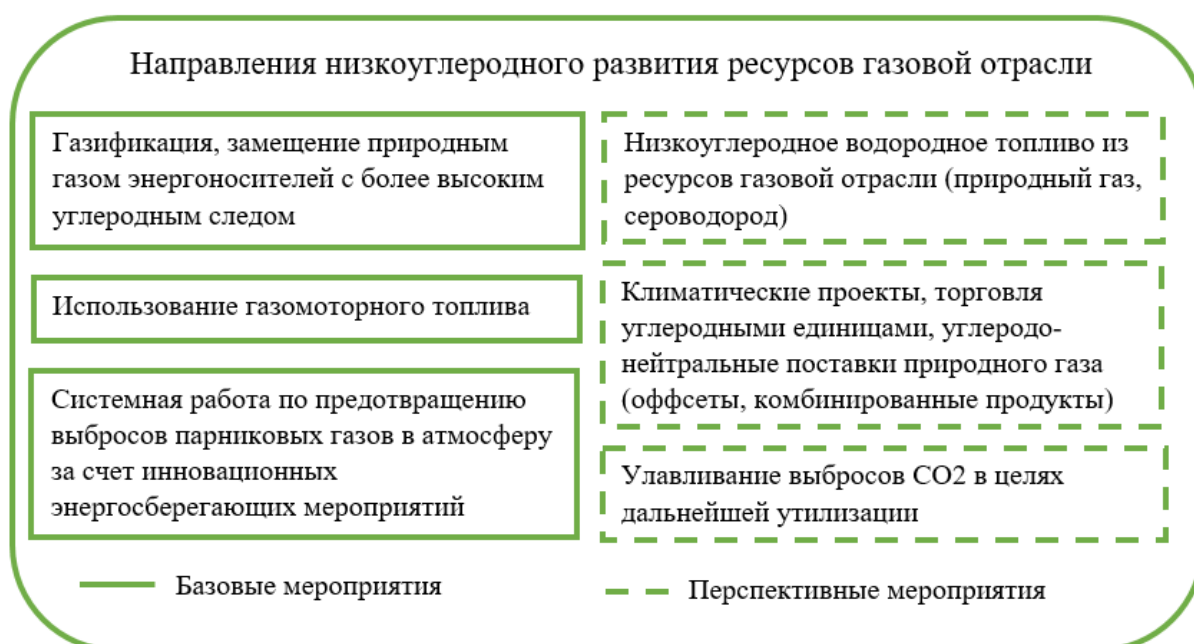


Рис. 15. Направления низкоуглеродного развития газовой отрасли Российской Федерации (разработано автором) [89]

Систематизация (см. рисунок 15) [89] позволяет продемонстрировать не только активно внедряемые, прошедшие промышленную апробацию мероприятия газовой отрасли и демонстрирующие значимый вклад в низкоуглеродное развитие России (**базовые мероприятия**), но и выявляет **набор перспективных мероприятий**, которые в настоящий момент активно развиваются, находятся по большей части в стадии разработок, НИОКР, ОКР, пилотных проектов, проходят апробацию. Современные исследования в области декарбонизации нефтегазового сектора [66,67,140,230] подтверждают актуальность вышеуказанных перспективных мероприятий.

В качестве базовых мероприятий, приносящих максимальный вклад газовой отрасли в сокращение парниковых газов, можно выделить три группы. В **первую группу** входит сокращение парниковых газов за счет газификации и замещения природным газом энергоносителей с более высоким углеродным следом (например, угля, мазута, нефтепродуктов) в целях увеличения использования природного газа в электрогенерации, теплогенерации, ЖКХ. Эффект сокращения парниковых газов данной группы в 2022 г. составил 1,446 млн. т. CO₂-экв. [102] благодаря выполненным мероприятиям программ развития газоснабжения и

газификации регионов Российской Федерации [190], в то время как потенциальный эффект предотвращения и снижения выбросов парниковых газов накопленным итогом к 2028 г. может составить более 21,4 млн. т. CO₂-экв [102]. В контексте сопоставления европейских и российских низкоуглеродных инициатив следует отметить, что по данным исследования [102], учитывающего данные от действующих производственных объектах, удельная стоимость снижения выбросов парниковых газов при переводе угольной теплоэлектростанции на газ приблизительно в 17 раз меньше, чем при переводе на ВИЭ. Таким образом, один и тот же низкоуглеродный эффект сокращения выбросов парниковых газов за счет использования природного газа достигается существенно более экономически рациональным способом [89].

Во **вторую группу базовых мероприятий** входит использование природного газа в транспортном секторе (природный газ может быть использован в виде топлива в сжатом, компримированном и сжиженном виде). Природный газ является наиболее экологичным видом топлива в транспортном секторе. Его удельные выбросы парниковых газов в 1,7 раза меньше, чем у дизельного топлива, и в 2 раза меньше, чем у бензина, на всем жизненном цикле топлива (от добычи до производства) [179]. Учитывая большой суммарный вклад транспортного сектора в выбросы парниковых газов (в соответствии с данными Национального кадастра антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов не регулируемых Монреальским протоколом за 1990-2022 гг. [46] (далее – Национальный кадастр) около 16% от всех выбросов парниковых газов в экономике приходится на весь транспортный сектор; около 9% – на автотранспорт), в целях достижения национальных стратегических низкоуглеродных устремлений необходимо осуществлять планомерный перевод транспортных средств на природный газ. В Российской Федерации реализуется широкомасштабный проект по увеличению использования природного газа в качестве моторного топлива. Согласно Энергетической стратегии [41], потребление ГМТ на транспорте возрастет к 2035 г. в 15-19 раз. За последние десять лет емкость рынка газомоторного рынка увеличилась приблизительно в 4 раза [181]. В соответствии с

материалами ПАО «Газпром», представленными в рамках «круглого стола» Комитета Государственной Думы по энергетике на тему «Роль топливно-энергетического комплекса в реализации новой климатической политики Российской Федерации. Наилучшие корпоративные практики» [177], годовое снижение выбросов парниковых газов за счет использования природного газа на транспорте на всех стадиях жизненного цикла, включая производство топлива, составляет порядка 2,8 млн т CO₂-экв, в то время как потенциал снижения выбросов парниковых газов накопительным итогом к 2035 году может составить 47 млн. т. CO₂-экв [177].

Третья группа базовых мероприятий включает в себя системную работу по сокращению выбросов парниковых газов путем планомерного проведения ресурсосберегающих мероприятий, внедрения энергосберегающих технологий, инноваций, применения наилучших имеющихся практик по выявлению и предотвращению стравливания, утечек метана в атмосферу, совершенствования и модернизации газовой инфраструктуры, оборудования и его управления [137]. Внедрения инноваций является важным фактором развития территорий, а также может приносить значимый вклад в устойчивое развитие регионов [97,101]. Таким образом, снижение выбросов метана, а также прямых (охват 1) и косвенных (охваты 2 и 3) выбросов парниковых газов проводится по всей технологической цепочке газовой отрасли РФ [70]. Приверженность низкоуглеродным национальным стратегическим целям по достижению баланса между антропогенными выбросами парниковых газов и их поглощением не позднее 2060 года со стороны газовой отрасли РФ на корпоративном уровне подкрепляется принятой в 2023 году Климатической стратегией ПАО «Газпром» [188].

Данные Национального кадастра антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990-2022 гг., от 2024 г. демонстрируют (см. рисунок 16) существенное сокращение выбросов метана (по сравнению с 1990 годом выбросы метана при операциях с природным газом в РФ в 2022 году были ниже приблизительно на 62%) [46].

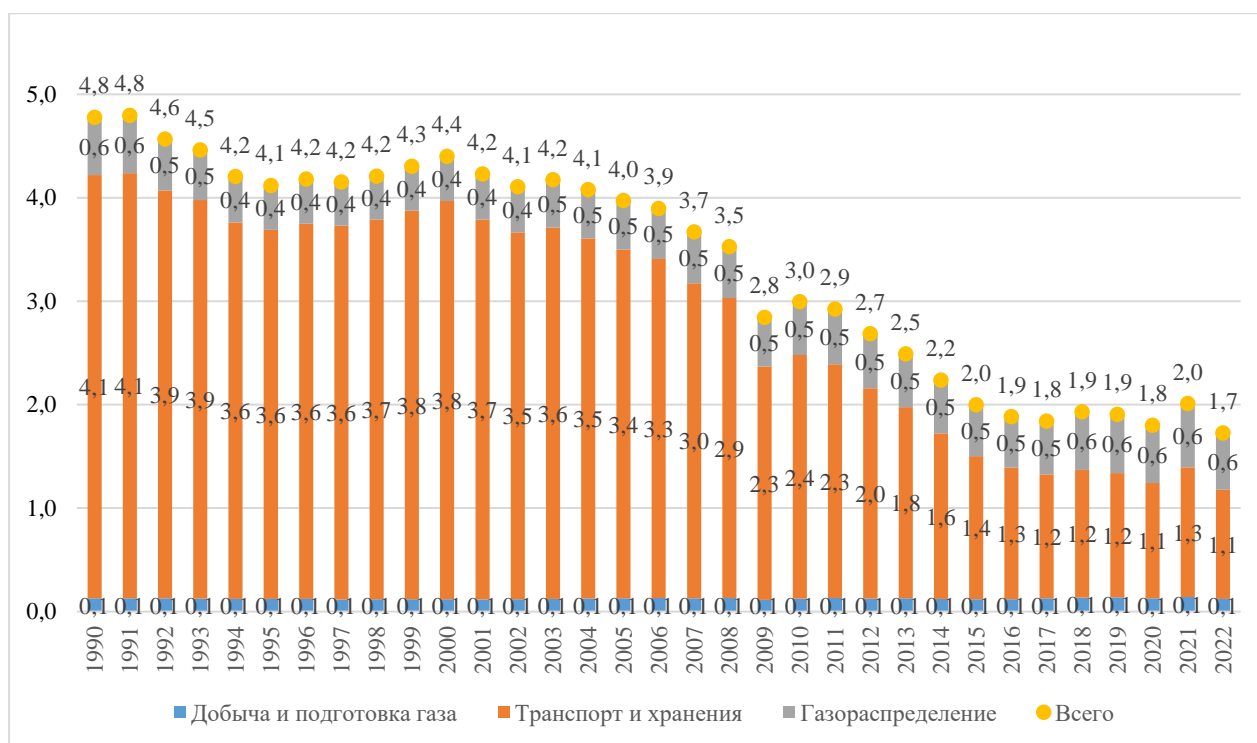


Рис. 16. Выбросы метана при операциях с природным газом, млн. т. [46]

Наибольшее сокращение метана в производственно-сбытовой цепи газовой отрасли РФ достигается в секторе транспортировки газа. По данным корпоративной экологической отчетности ПАО «Газпром» [137] один из наибольших вкладов в снижение выбросов метана приносят мероприятия по сохранению газа при проведении ремонтных работ: технологии выработки газа на потребителя через газораспределительные станции, перепуск природного газа из ремонтируемого участка в действующий газопровод, использование газа из технологической обвязки компрессорного цеха на собственные нужды [70]. Наиболее эффективным и инновационным проектом по энергосбережению является использование мобильных компрессорных станций (далее - МКС) для предотвращения стравливания метана в атмосферу при проведении ремонтных работ на магистральном газопроводе. В период с начала запуска проекта в 2019 г. по 2022 г. за счет использования МКС удалось предотвратить эмиссию около 28,5 млн. т. CO_2 -экв [180]. С учетом данных российского реестра углеродных единиц эффект предотвращения выбросов парниковых газов накопленным итогом к 2029 г. от использования МКС составит около 78 млн. т. CO_2 -экв [135].

По результатам фундаментального исследования [57] дана рекомендация актуализировать ныне действующие в Национальном кадастре коэффициенты для выбросов метана при транспортировке газа с учетом внедрения в 2020-2021 годах мобильных компрессорных станций и других вышеуказанных мероприятий по сокращению выбросов парниковых газов. На основании проведенного анализа выбросов метана на газотранспортных объектах Единой системы газоснабжения России после внедрения с 2019 года ряда энергосберегающих мероприятий в исследовании [86] нами уточнены действующие национальные коэффициенты выбросов CH_4 и CO_2 при операциях с природным газом в транспортировке и подземном хранении газа, используемые в Национальном кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов (см. таблицу 8). Уточненные коэффициенты позволяют более корректно, с меньшей степенью неопределенности рассчитывать выбросы парниковых газов в рамках сегментов магистрального транспорта и хранения газа, учитывая комплекс внедренных энергосберегающих мероприятий. В результате расчетов полученный коэффициент выбросов CH_4 при транспортировке газа снизился относительно используемого в Национальном кадастре России на 11%.

Таблица 8. Уточненные и действующие коэффициенты эмиссии CH_4 и CO_2 категорий «Транспортировка природного газа магистральным газопроводам» и «Хранение природного газа» [86]

Категория источника выбросов ПГ	Коэффициенты выбросов парниковых газов (ПГ), тыс. т/млн. м ³			
	Уточненные/разработанные коэффициенты		Действующие коэффициенты Национального кадастра России от 2023 г.	
	CH_4	CO_2	CH_4	CO_2
Магистральная транспортировка газа	$1,53 \times 10^{-3} \pm 1,33 \%$	$9,38 \times 10^{-6} \pm 1,62 \%$	$1,72 \times 10^{-3} \pm 18 \%$	$7,38 \times 10^{-6} \pm 18 \%$
Хранение газа	$1,93 \times 10^{-4} \pm 2,28 \%$	$1,42 \times 10^{-6} \pm 3,07 \%$	$2,5 \times 10^{-5} \pm 240 \%$	$1,1 \times 10^{-7} \pm 240 \%$

Актуализированные коэффициенты позволили уточнить данные Национального кадастра о выбросах парниковых газов в секторе «Энергетика» (см. таблицу 9). За период 2019-2021 гг. снижение эмиссии парниковых в секторе

«Энергетика» с учетом использования уточненных коэффициентов составило около 0,9 млн. т CO₂-экв [86].

Таблица 9. Выбросы парниковых газов с применением уточненных коэффициентов парниковых газов за 2019-2021 гг., млн. т. CO₂-экв [86]

Сектор	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Энергетика (Национальный кадастр России)	1682,3	1593,8	1679,1
включая 1.В.2.в.4 Транспортировка и хранение газа	30,050	27,903	31,334
<i>Энергетика (по уточненным коэффициентам)</i>	1681,925	1593,671	1678,707
<i>включая 1.В.2.в.4 Транспортировка и хранение газа</i>	29,673	27,553	30,946
снижение в год, сектор «Энергетика»	0,375	0,129	0,393

Выше представленная информация по трем рассмотренным группам базовых мероприятий низкоуглеродного развития газовой отрасли РФ демонстрирует значимый вклад газовой отрасли в сокращение парниковых газов, обеспечивающий более низкий уровень углеродоемкости энергобаланса России по сравнению не только с общемировым показателем, но и с крупнейшими экономиками мира. Однако в рамках современных реалий энергетической политики ЕС низкоуглеродный вклад газовой отрасли в Европе не признается. Углеродный след в ЕС не является самостоятельным показателем и учитывается в увязке с показателем роста ВИЭ. С точки зрения вклада в сокращение выбросов парниковых газов замещение природным газом энергоресурсов с более высоким углеродным следом играет важнейшую роль, являясь при этом наиболее экономически рациональным средством декарбонизации национальной экономики. В отличие от базовых перспективные направления низкоуглеродного развития газовой отрасли РФ признаются значимыми в контексте современной энергетической политики ЕС и тем самым являются основанием для возможного продолжения взаимодействия в сфере газового бизнеса в рамках изменяющихся реалий рынка, что может позволить российской газовой отрасли предотвратить или сократить дальнейшее сжатие ее доли на газовом рынке ЕС, а ЕС решить проблему дефицита на газовом рынке и повысить вероятность достижения своих низкоуглеродных целей [89].

Далее представлено описание предлагаемых **перспективных мероприятий низкоуглеродного развития газовой отрасли РФ**. Данные мероприятия, прежде всего развитие водородной энергетики на базе ресурсов газовой отрасли (природного газа и сероводорода) и реализация климатических проектов с получением углеродных единиц для использования в торговых целях, в том числе в рамках углеродно-нейтральных поставок природного газа, по нашему мнению, могут стать важными элементами концепции использования ресурсов газовой отрасли в современных экономических реалиях и условиях решения проблемы снижения углеродного следа, которые могут принести значимый вклад в совершенствование хозяйственно-сбытовой деятельности газовой отрасли РФ.

В последние годы тематика водородной энергетики является одним из ключевых направлений энергетической повестки ввиду значительных возможностей низкоуглеродного водородного топлива приносить вклад в сокращение выбросов загрязняющих веществ и парниковых газов [51,52,69,103,121]. В соответствии со сценариями развития мировой энергетики до 2050 года, подготовленными РЭА Минэнерго России, развитие водородной энергетики рассматривается одним из факторов энергоперехода [208]. Прогнозы всемирно известных аналитических и консалтинговых агентств в сфере энергетики свидетельствуют о долгосрочной востребованности низкоуглеродного водорода ввиду установленных стратегических целей многих стран мира по достижению углеродной нейтральности к 2050 или 2060 году [221,222,225], а также ввиду многообразия принятых в мире водородных стратегических документов. При этом в настоящее время рынок низкоуглеродного водорода в качестве конкурентоспособного энергоносителя находится на самой ранней стадии своего формирования. Во многом его развитие в ближайшей и среднесрочной перспективе будет сохранять высокую степень неопределенности и осложняться последствиями глобального энергетического кризиса, спровоцированного ограничительной энергетической политикой ЕС, приведшей к искусственному дефициту на газовом рынке ЕС и к несбалансированности энергетической системы в еврозоне, сильно зависимой от прерываемых возобновляемых источников энергии [53]. Имеющиеся

базы данных существующих и планируемых водородных проектов демонстрируют существенное замедление темпов реализации заявленных водородных проектов в ЕС [120,229] по причине высокого уровня цен на энергию и стоимости заемного капитала [222], а также отсутствия устойчивого спроса на водород.

Ключевым документом, определяющим основополагающие аспекты становления водородной энергетики в России, является Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации [28]. В соответствии с Концепцией получению водорода из метана отводится важное место с точки зрения технологической перспективности и экономической эффективности [28]. В настоящее время основным источником получения водорода в РФ и мире является природный газ [69,84]. На газоперерабатывающих объектах Группы Газпром ежегодно производится более 350 тыс. т. водорода и водородсодержащего газа, используемого в нефтепереработке для получения более экологически чистого моторного топлива и в химической промышленности для получения аммиака и других продуктов [84]. При этом избыток водородсодержащих газов, образующихся в производственных процессах как побочный продукт, в настоящий момент не используется и направляется в топливную сеть на сжигание. В контексте стратегических планов по развитию водородной энергетики в России данный избыток водородсодержащих газов может быть доведен до товарного водорода в целях дальнейшего промышленного или энергетического использования. По материалам доклада Заместителя начальника Департамента – начальника Управления ПАО «Газпром» проф. А.Г. Ишкова, представленного на сессии «Технологии водородной энергетики: вызовы и возможности» в рамках международного форума «Российская энергетическая неделя» в 2023 г. [178], имеющийся избыток водородсодержащих газов на перерабатывающих объектах ПАО «Газпром» (Сургутский завод по подготовке конденсата к транспорту – потенциал около 14 тыс. т в год, Сосногорский газоперерабатывающий завод – потенциал около 4 тыс. т в год) может быть предоставлен для нужд рынка, однако потребуются инвестиции в инфраструктуру по выделению водорода и доведению его до товарного качества, решение о которых может быть принято только после

определения конкретных покупателей под их запрос в части качества и профиля отбора водорода [178].

К основным конкурентным преимуществам России в области водородной энергетики на основе ресурсов газовой отрасли относятся:

- значительный энергетический потенциал и крупнейшая в мире ресурсная база природного газа;
- развитая производственная инфраструктура;
- научный задел в сфере производства, хранения и транспортировки водорода;
- значительный опыт применения в промышленности технологий паровой конверсии метана (нефтепереработка, химия);
- развитый инфраструктурный потенциал и географическая близость Российской Федерации к потенциальным рынкам сбыта флагманских продуктов.

Таким образом, газовая отрасль РФ привносит существенный вклад в развитие национальной водородной энергетики. Компанией-лидером по развитию в Российской Федерации высокотехнологичного направления «Водородная энергетика» (поднаправление «Развитие водородной энергетики и декарбонизация промышленности и транспорта на основе природного газа») определено ПАО «Газпром». В целях обеспечения развития вышеуказанного высокотехнологичного направления в январе 2023 года было подписано соглашение о намерениях между Правительством Российской Федерации и ПАО «Газпром», основным механизмом реализации которого является соответствующая дорожная карта развития водородной энергетики до 2030 года (далее – Водородная дорожная карта) [84,211]. Целеполагание данных документов фокусируется на создании конкурентоспособных отечественных технологий и реализации водородных пилотных проектов. Выполнение мероприятий, предусмотренных Водородной дорожной картой способно повысить роль газовой отрасли РФ в новой низкоуглеродной энергетической модели, учитывающей водород, и продемонстрировать мировой общественности вклад газовой отрасли в снижение негативного воздействия на климатическую систему. Отличительной чертой водородной энергетики на основе ресурсов газовой отрасли является

комплексность и межотраслевая взаимосвязанность. Развитие водородной энергетики стимулирует инновационное развитие газовой отрасли и смежных отраслей промышленности, направленное на создание и локализацию высокотехнологичного отечественного оборудования (турбины, топливные реакторы, водородные заправочные станции и др.). Межотраслевая специфика обусловила необходимость создания в Российской Федерации Межведомственной рабочей группы в целях координации развития в России водородной энергетики [211].

Предприятия газовой отрасли России были заинтересованы во внедрении технологий, использующих водород как энергоресурс (в том числе технологии автономного локального энергоснабжения на базе водородных топливных элементов для газового технологического оборудования в удаленных регионах Крайнего Севера и арктического шельфа), задолго до интенсификации водородной повестки в мире и принятия национальных стратегических документов по развитию водородной энергетики [93]. Наиболее эффективными отраслями, где водород и низкоуглеродные водородные энергоносители целесообразно применять для декарбонизации национальной экономики являются химическая, транспортная, металлургическая и энергетическая отрасли. Технологии водородной энергетики пока отличаются длительностью и масштабностью разработок, опираются на капиталоемкие инженерные и инфраструктурные решения. Главным приоритетам индустрии на сегодняшний день являются удешевление стоимости водородной инфраструктуры и поиск экономически эффективного масштабирования технологий и водородных продуктов. Для эффективного развития водородной энергетики на основе природного газа в настоящее время целесообразно разрабатывать технологические решения для всех элементов ее цепочки добавленной стоимости (производство, транспортировка, хранение, сбыт и применение водородных энергоносителей конечными потребителями). Одной из первостепенных задач для развития конкурентоспособной водородной энергетики на базе природного газа является создание в России недискриминационного водородного регулирования (в т.ч. в области сертификации водорода),

базирующегося на принципе технологической нейтральности. Национальное водородное регулирование необходимо создавать с учетом структурных особенностей национальной экономики РФ, принимая во внимание накопленный опыт дружественных азиатских стран, прежде всего Китая. Существующая в мире неформальная «цветовая» классификация водорода, в рамках которой «зеленым» водородом считается водород, полученный из ВИЭ, активно используется в ЕС и не учитывает углеродный след на всем жизненном цикле производства водорода в качестве определяющего критерия отнесения водорода к категории «низкоуглеродный», что может вводить в заблуждение не только потенциальных инвесторов в сектор водородной энергетики, но и широкую общественность. В связи с этим во избежание вышеназванных последствий и в целях недопущения создания преференциальных условий развития той или иной определённой технологии производства водорода в рамках зарождающегося водородного рынка представляется целесообразным рассматривать углеродный след в качестве единственного критерия для классификации и сертификации водорода. Такой подход позволит создать равные, недискриминационные условия для привлечения капитала во все имеющиеся на рынке технологии производства водорода, обладающие низким показателем углеродного следа, в том числе в технологии пиролиза [69] и парового риформинга метана [82], а также получения водорода из сероводорода [85,115,116].

Ввиду высокой капиталоемкости водородных технологий требуется активное взаимодействие государства и бизнеса, а также сотрудничество и кооперация с зарубежными партнёрами в целях осуществления совместных усилий по финансированию водородных проектов и обмену опытом. Изначально развитие водородной энергетики в соответствии с Энергетической стратегией РФ предполагало экспортную ориентацию [41], в качестве целевых рынков которой рассматривались страны ЕС, поскольку в них наиболее динамично происходило развитие водородной энергетики и имелись выстроенные за долгий исторический период торгово-хозяйственные связи. Однако масштабные внешнеэкономические ограничения, введенные в рамках энергетической политики ЕС против газовой

отрасли России с 2022 г., приостановили совместные российско-европейские водородные проекты. В сложившихся условиях развитие национальной водородной энергетики на основе ресурсов газовой отрасли было переориентировано на внутренний рынок и на рынки дружественных стран, в частности для того, чтобы экспортировать в восточном направлении уже не только водород, но и различные технологии его производства, хранения, транспорта.

Из дружественных рынков особый интерес представляют Китай, Турция и страны Средней Азии. Все вышеуказанные страны имеют с РФ прочные, развитые торговые связи как в сфере энергетики в целом, так и в газовом бизнесе в частности, а также имеют высокий интерес в развитии водородной энергетики в соответствии с национальными стратегическими документами в данной области [168,198,207]. При этом в современных реалиях энергетической политики ЕС, направленной на отказ от российского газа, сотрудничество с вышеуказанными странами носит долгосрочный, взаимовыгодный характер и имеет тенденцию на интенсификацию взаимодействия. В среднесрочной перспективе Китай с высокой долей вероятности станет крупнейшим рынком сбыта российского природного газа. Получение низкоуглеродного водородного топлива на основе российского природного газа может открыть новое направление российско-китайского газового партнерства и ускорить достижение целей в рамках Китайского национального плана по водородной энергетике [198]. Турция, являясь для российской газовой отрасли одновременно важнейшим рынком сбыта и логистическим хабом, открывающим доступ на рынки ЕС, также представляет высокий интерес для развития водородной отрасли на базе российского природного газа. Проект «Турецкий поток», обладающий рядом стратегических преимуществ (доступ к нескольким региональным рынкам сбыта Турции и Юго-Восточной Европы, наличие разветвленной примыкающей газовой инфраструктуры и развитых торговых связей в регионе), может стать важнейшим инфраструктурным звеном, предоставляющий текущим и потенциальным покупателям российского природного газа дополнительные возможности для развития проектов по производству низкоуглеродного водорода [81]. Развитие водородной энергетики в

странах Средней Азии (прежде всего Узбекистан, Казахстан) имеет экспортно ориентированный характер, нацеленный на рынки ЕС в рамках имеющегося европейско-среднеазиатского партнерства в области водородной энергетики. Активно наращиваемые поставки российского газа в Узбекистан и Казахстан могут стать базисом для перспективного партнёрства в области получения низкоуглеродного водорода из российского природного газа и его дальнейшего совместного сбыта, в том числе на рынки ЕС. В качестве подобного торгового взаимодействия предлагается также рассматривать водородное сотрудничество с Сербией на основе поставок российского природного газа по сухопутному продолжению газопровода «Турецкий поток» в целях локального производства низкоуглеродного водорода с последующей реализацией на рынках ЕС. Следует отметить, что все введенные санкции ЕС в отношении газовой отрасли России не затронули поставки низкоуглеродного водорода и его производных продуктов, что позволяет также не исключать рынки стран-членов ЕС из целевых направлений сбыта российского водорода из ресурсов газовой отрасли (природный газ, сероводород), минуя страны-посредники.

В качестве другой, не менее важной группы перспективных мероприятий низкоуглеродного развития ресурсов газовой отрасли РФ нами выделяется реализация климатических проектов с получением углеродных единиц для использования в торговых целях. Актуальность развития климатических проектов в России в условиях углеродного регулирования подтверждена в работах [55,56]. В соответствии с классификацией климатических проектов, представленной в работе [54], в рамках хозяйственной деятельности газовой отрасли РФ фактически могут быть реализованы все основные типы климатических проектов, в том числе в сфере повышения энергоэффективности, замены более углеродоемких видов топлив на природный газ, улавливания и утилизации парниковых газов, а также предотвращения выбросов природных газов на объектах газовой инфраструктуры за счет современных инновационных решений и др. Полученные углеродные единицы в дальнейшем могут быть реализованы на рынках углеродных единиц или задействованы для реализации углеродно-нейтральных поставок природного газа

как СПГ, так и ТПГ (оффсеты, комбинированные продукты природного газа и углеродных единиц), углеродный след которых полностью или частично компенсирован набором имеющихся или приобретённых углеродных единиц на базе климатических проектов. Практика углеродно-нейтральных поставок природного газа началась сравнительно недавно (в 2019 г.) и по настоящее время распространяется только на сегмент СПГ. Первая в истории европейской торговли углеродно-нейтральная партия СПГ в начале 2021 года была поставлена ПАО «Газпром» для Shell Global LNG Limited [160]. В том же году была реализована поставка углеродно-нейтрального СПГ с проекта «Сахалин-2» японскому покупателю Toho Gas Company Limited [161]. В обоих случаях была осуществлена компенсация выбросов CO₂ углеродными единицами (или так называемый «оффсет») за весь жизненный цикл поставленного СПГ, которая в случае с Shell Global LNG Limited составила 230 тыс. тонн CO₂-эквивалент, Toho Gas Company Limited - 254 тыс. тонн CO₂-эквивалент [139]. По данным Wood Mackenzie [139] максимальное количество поставок углеродно-нейтрального СПГ в годовом исчислении пришлось на 2021 год. Далее с 2022 года наблюдался резкий спад таких поставок в связи с ростом цен на европейском газовом рынке ввиду энергетического кризиса, а также с тем, что по большей части данные проекты имели скорее репутационный характер. Однако, прослеживаемая мировая тенденция по усилению климатического регулирования, особенно в ЕС, будет способствовать восстановлению спроса на углеродно-нейтральные поставки природного газа.

На национальном уровне в РФ сформированы базовые условия для функционирования рынка добровольных углеродных единиц. Определены правовые основы реализации климатических проектов, выпуска и обращения углеродных единиц, создан Реестр углеродных единиц Российской Федерации (далее – Реестр) для регистрации климатических проектов [24]. В настоящее время в Реестре зарегистрировано около 40 климатических проектов, выпущено около 32,5 млн углеродных единиц, еще порядка 50 млн углеродных единиц подлежит выпуску. Крупнейшим из ныне зарегистрированных климатических проектов в

Реестре является проект [135] газовой отрасли РФ, реализуемый ООО «Газпром МКС», по предотвращению выбросов парниковых газов (метана) с использованием мобильных компрессорных станций при подготовке участков магистральных трубопроводов к проведению ремонтных работ. В течение всего срока реализации проекта (01.10.2019-31.12.2029) планируется выпуск в обращение около 50 млн. углеродных единиц, что на данный момент составляет более 60% планового выпуска углеродных единиц от всех зарегистрированных в Реестре климатических проектов. Проект прошел валидацию аккредитованной организацией ЧУ СЦ «ВНИИГАЗ-Сертификат» и получил заключение о соответствии требованиям и критериям, предъявляемым к климатическим проектам действующими нормативно-правовыми актами. Проект также прошел процедуру валидации на соответствие требованиям международного стандарта ISO 14064-2, проведенную инспекционно-сертификационной компанией Bureau Veritas [211].

Углеродные единицы в рамках данного проекта могут быть направлены на реализацию климатически-нейтральных поставок природного газа. Только один проект ООО «Газпром МКС» может предоставлять возможности для контрактации и сбыта углеродно-нейтральных поставок до 2029 года на всем временном горизонте существования проекта. Также в Реестре имеется климатический проект по переводу Владивостокской ТЭЦ-2 с угля на природный газ [133], а также котельной АО «Экопэт» с мазута на газ [134]. Совокупный потенциал выпуска углеродных единиц от зарегистрированных климатических проектов с использованием ресурсов газовой отрасли к 2029 г. составляет около 80 млн. углеродных единиц. Помимо вышеуказанных климатических проектов газовая отрасль РФ может предложить в качестве потенциальных множество других подобных проектов по переводу электро- и теплогенерации с энергоносителей, имеющих более высокий углеродный след (уголь, мазут, нефтепродукты) на природный газ, а также иные имеющиеся проекты в области энергоэффективности и низкоуглеродного развития (например, проекты систем эжектирования газа в целях предотвращения его сжигания, автономной генерации на базе топливных элементов, модернизации газоперекачивающих агрегатов в целях более

оптимального расхода топливного газа, улавливания и утилизации дымовых газов [137]). Регистрация данных проектов в Реестре с последующей реализацией может позволить газовой отрасли РФ существенно увеличить выпуск углеродных единиц, которые впоследствии могут быть направлены на реализацию Россией первых в мире поставок углеродно-нейтрального трубопроводного газа. Стратегически часть углеродных единиц может быть предоставлена для потенциальных поставок российского ТПГ в Китай, в том числе по газопроводу «Сила Сибири – 2» в целях ускорения реализации данного проекта. Другая часть может быть предоставлена для поставок углеродно-нейтрального ТПГ в ЕС. В условиях введенных ограничений и санкций в рамках энергетической политики ЕС, препятствующих поставкам российского трубопроводного газа по некоторым транспортным направлениям (например, северному, белорусскому), предоставление возможности европейским покупателям приобретать углеродно-нейтральный природный газ может быть весьма эффективным способом обхода данных ограничений, что позволит частично восстановить утраченную долю российского природного газа на рынке ЕС.

Отдельно стоит отметить группу перспективных мероприятий низкоуглеродного развития ресурсов газовой отрасли, связанных с улавливанием выбросов углекислого газа CO_2 в целях дальнейшей полезной утилизации. Международный практический и теоретический опыт насчитывает широкий спектр возможного полезного применения CO_2 , включая получение химических продуктов (метанол, карбамид, др.), повышение нефтеотдачи и т.д. [112,215]. Имеется опыт синтеза метанола посредством утилизации дымовых газов (CO_2) от газоперекачивающих агрегатов на компрессорной станции Шатровская [178]. Улавливание CO_2 на объектах газовой отрасли (например, на компрессорных станциях или газовых электростанциях [73]) позволит не только сокращать выбросы парниковых газов, но и регистрировать данные сокращения в качестве климатических проектов.

ГЛАВА 3. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ РЕСУРСОВ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РФ В СОВРЕМЕННЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ РЕАЛИЯХ И УСЛОВИЯХ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ СНИЖЕНИЯ УГЛЕРОДНОГО СЛЕДА

3.1. Предложения по разработке концепции использования ресурсов газовой отрасли РФ в современных экономических реалиях и условиях решения проблемы снижения углеродного следа

Новые экономические реалии для газовой отрасли РФ, вызванные изменениями в современной энергетической политике ЕС в сторону отказа от российского природного газа и форсированной декарбонизации на базе продвижения ВИЭ, привели к осложнению дальнейшего функционирования годами сложившейся экспортно ориентированной модели хозяйствования газовой отрасли РФ. Данная модель базировалась на том, что в структуре совокупной выручки от реализации ресурсов газовой отрасли значительно большая составляющая приходилась на денежный поток от операций на внешних рынках, в основном европейского дальнего зарубежья, что позволяло обеспечивать перекрестное субсидирование искусственно заниженных регулируемых цен на газ (в соответствии с Постановлением Правительства РФ от 29.12.2000 №1021 [18]) и транспортных тарифов на внутреннем рынке, а также путем бюджетного перераспределения доходов от операций на внешних рынках реализовывать в РФ капиталоемкие социально значимые инфраструктурные проекты, включая программу социальной газификации.

Другим важным фактором, оказывающим влияние на развитие газовой отрасли РФ, является национальная климатическая повестка [95], включающая в себя цели в области низкоуглеродного развития (социально-экономическое развитие с низким уровнем парниковых газов до 2050 года [44] и достижение углеродной нейтральности к 2060 году [45]). Данные цели снижения негативного воздействия в России способствуют расширению спроса на природный газ в различных секторах национальной экономики (электро-, теплогенерация,

транспорт и др.) в целях замещения природным газом энергоресурсов с более высоким показателем углеродного следа, а также созданию новых высокомаржинальных низкоуглеродных продуктов (например, низкоуглеродный водород из природного газа и сероводорода).

Новый вышеуказанный ограничительный вектор энергетической политики ЕС вместе с многочисленными экономическими санкциями, введенными ЕС в последние годы в отношении газовой отрасли РФ, обусловил нарушение действующих основных экспортных направлений поставок российского газа на рынки сбыта в Европе. Фактически до конца 2024 г. действовали только два экспортных направления поставок российского природного газа в ЕДЗ: турецкое и украинское. Часть экспортной газотранспортной инфраструктуры в рамках северного транспортного направления (проекты «Северный поток» и «Северный поток-2») была разрушена в результате диверсий. В итоге экспорт российского газа в ЕДЗ сократился более, чем в 3 раза, что повлияло на финансовые результаты ПАО «Газпром» в 2023 году (по данным финансовой отчетности [210] убыток, относящийся к акционерам ПАО «Газпром» составил около 629 млрд. руб.). Также в условиях падения экспорта сохраняется непропорционально высокий уровень налоговой нагрузки для ПАО Газпром по сравнению с другими производителями на внутреннем рынке, характерный для вышеописанной модели функционирования газовой отрасли, что может привести к усугублению несбалансированности финансовых результатов отрасли, осложнению воспроизводства ресурсной базы, недозагруженности и незадействованности активов газовой отрасли РФ. Помимо этого, западные компании-лицензиары, поставщики технологий и сервиса в связи с объявленными санкциями со стороны ЕС прекратили какую-либо деятельность в России и отказались от предоставления сервиса, технологий и оборудования для действующих, строящихся и потенциальных объектов газовой отрасли РФ, в том числе, игнорируя действующие договоры сервиса.

Сложившаяся ситуация, в частности, является серьезным основанием для реформирования внутреннего рынка газа и в целом требует разработки принципов

развития ресурсной базы газовой отрасли РФ в современных экономических реалиях. Принципиально важной отличительной чертой данного развития ресурсов газовой отрасли должна быть ориентированность на низкоуглеродные задачи России. Прежняя модель функционирования газовой отрасли РФ экспортно ориентированного толка, базирующаяся на механизме перераспределения экспортных доходов для субсидирования нужд внутреннего рынка РФ, требует совершенствования, принимая во внимание национальные цели России в области низкоуглеродной экономики.

Ключевыми целями развития ресурсов газовой отрасли РФ в вышеуказанных условиях являются восстановление снизившийся совокупной выручки газовой отрасли в связи с сокращением сбыта природного газа на рынке ЕС, обеспечение расширения спросовых ниш и создания новых высокомаржинальных цепочек добавленной стоимости на внутреннем рынке для достижения паритета сбыта продукции на внешних и внутреннем рынках, трансформация внутреннего газового рынка РФ в сторону большей доходности, снижение зависимости от зарубежных поставщиков технологий и покупателей продукции газовой отрасли РФ, а также целостное выстраивание газового бизнеса на основе низкоуглеродного развития для привнесения вклада в сокращение выбросов парниковых газов и достижение углеродной нейтральности Российской Федерации к 2060 году.

В качестве ключевых принципов развития ресурсной базы газовой отрасли России с учетом специфики ее пространственной организации и особенностей низкоуглеродного развития предлагается выделить следующее. Прежде всего следует отметить **принцип диверсификации**, в рамках которого необходимо учитывать географический аспект, а также продуктовый. В рамках географического необходимо соблюдать развитие внутреннего рынка, наращивать долю на рынках дружественных стран, максимально диверсифицируя регионы сбыта, а также прикладывать разумные усилия по недопущению дальнейшего снижения доли на рынках ЕС и ее возможному расширению за счет новых низкоуглеродных продуктов (водород и его производные продукты, а также углеродно- нейтральные поставки природного газа, т.е. поставки газа, углеродный

след которых частично или полностью компенсирован приобретением углеродных единиц). В рамках продуктового аспекта предлагается расширение продуктовой линейки на основе ресурсов газовой отрасли в целях создания в РФ новых звеньев цепочек добавленной стоимости газовой отрасли и высокормажинальных каналов сбыта ее продукции. Драйверами продуктовой диверсификации газовой отрасли в настоящий момент являются продукты переработки газа (гелий, сжиженные углеводородные газы и др.) [53], а также в ближайшей перспективе могут стать низкоуглеродный водород, продукты на его основе (аммиак, метанол, карбамид), углеродно-нейтральные комбинированные рыночные продукты на основе природного газа и углеродных единиц. С точки зрения географической диверсификации уже сейчас активно развиваются трубопроводные поставки газа в Китай, Среднюю Азию, Турцию. Идет активный рост поставок в Китай по проекту «Сила Сибири – 1» опережающим темпом, планируются поставки по «дальневосточному маршруту», прорабатывается проект «Сила Сибири – 2», запуск которого увеличит проектный объем поставок в Китай до 100 млрд м куб. Однако такой рост поставок в Китай на базе капиталоемкой газотранспортной инфраструктуры, ориентированной на одного импортера, сопряжён с коммерческими рисками долгосрочной зависимости от данного покупателя и от его возможности диктовать свои коммерческие условия поставок. Кроме того, ключевым регионом сбыта российского газа и важнейшим транспортно-логистическим узлом, предоставляющим доступ на рынки ЕС, стала Турция. Учитывая заявленные Турцией и КНР национальные климатические цели по достижению углеродной нейтральности к 2053 г. [167] и 2060 г. [166] соответственно, а также утвержденные данными странами стратегии по развитию водородной энергетики, имеются обоснованные предпосылки для взаимовыгодного сотрудничества по данному направлению с предприятиями российской газовой отрасли. Также географической диверсификации способствует активное развитие отрасли СПГ, объемы поставок которого могут достичь 100 млн т год [96]. Принцип двухаспектной максимальной диверсификации будет

способствовать снижению неструктурных, труднопрогнозируемых рисков сбыта продукции газовой отрасли.

Второй принцип, неразрывно связанный с первым, является **приоритет развития внутреннего рынка**. В рамках данного приоритета предлагается не только базовое удовлетворение имеющегося и растущего внутреннего спроса на природный газ и другие продукты газовой отрасли, но и создание спросовых ниш на высомаржинальные продукты, в том числе на базе низкоуглеродного водорода и его производных продуктов, а также углеродных единиц, полученных в результате реализации климатических проектов газовой отрасли РФ. В новых экономических реалиях, продиктованных энергетической политикой ЕС, предлагается системная поддержка, укрепление и расширение традиционных направлений газового бизнеса в РФ: газификации, газовой тепло- и электрогенерации, развития сегмента газомоторного транспорта, переработки газа в ценные продукты. В части газомоторного топлива помимо автомобильного идет развитие железнодорожного, морского и речного транспорта, в секторе переработки газа помимо действующих перерабатывающих объектов реализуются два новых уникальных проекта – Амурский ГПЗ и комплекс по переработке этансодержащего газа в районе п. Усть-Луга, в продуктовую линейку которых будут входить: этан, сжиженные углеводородные газы, СПГ, гелий и ряд других продуктов [53]. Перспективными возможными дополнительными драйверами роста спроса на газ на внутреннем рынке могут также стать сегменты локальной удаленной электрогенерации на основе топливных элементов, а также сегменты неэнергетического использования природного газа в области газохимии и биотехнологий (производство удобрений и кормовой добавки для животных на основе метана) в связи с актуальными вызовами нарастающего глобального продовольственного дефицита. **Принцип приоритетности развития внутреннего рынка** состоит также в том, что в случае наличия эквивалентных по значимости проектов на внутреннем и внешних рынках, создающих сопоставимую добавленную стоимость и доходность, выбор инвестиционных решений в приоритетном порядке должен быть сделан в пользу укрепления внутреннего

рынка. В рамках данного принципа во избежание зависимости финансовых результатов газовой отрасли РФ от конъюнктуры внешних рынков и от специфики торгового сотрудничества со странами-импортерами предлагается выстраивать гармоничное паритетное развитие внутреннего и внешних рынков.

Следующим предлагается **принцип неотъемлемого вклада газовой отрасли РФ в национальное низкоуглеродное развитие** и продвижение низкоуглеродных преимуществ природного газа. В рамках данного принципа предлагается максимизация замещения природным газом более углеродоемких источников энергии во всех секторах экономики [102], а также развитие новых востребованных низкоуглеродных продуктов газовой отрасли, включая низкоуглеродный водород (на основе природного газа [69,82] и сероводорода [85,115,116]), углеродно-нейтральные поставки природного газа, утилизацию углекислого газа. Данный принцип констатирует важность постоянного мониторинга и системного сокращения выбросов парниковых газов по всей производственно-сбытовой цепочке газовой отрасли РФ [86], а также устойчивого повышения энергоэффективности за счет рационального использования топливно-энергетических ресурсов в рамках хозяйственной деятельности газовой отрасли и внедрения инновационных решений.

Четвертым принципом является **принцип технологической нейтральности** в рамках межтопливной конкуренции. Данный принцип исходит из предоставления равных возможностей для развития всех технологий, включая технологии газовой отрасли, в рамках конкурентной борьбы, исключая дискриминацию в части государственной поддержки в отношении тех или иных технологий, а также создание заведомо преференциальных режимов для определенного типа технологий и перераспределение издержек от реализации определенного вида технологий на смежные сектора энергетики. Практика, подобная опыту финансирования сектора биогаза в ЕС за счет газотранспортных тарифов, распределяемых на всех пользователей европейских ГТС, подавляющее большинство из которых не являются бенефициарами развития сектора биогаза, представляется неприемлемой для национальной экономики РФ, поскольку ведет

к искажению сбалансированного развития энергетических рынков и дискриминационному перераспределению издержек. Аналогичная ситуация складывается в ЕС и для сектора водородной энергетики, в рамках которого на законодательном уровне допустимо перекрестное субсидирование производства и транспорта водорода за счет газовой отрасли. Утверждение на государственном уровне принципа технологической нейтральности, учитывающего углеродный след на всем жизненном цикле рассматриваемых технологий в качестве основополагающего объективного критерия воздействия на сложившуюся природно-географическую обстановку, является важным фактором недискриминационного низкоуглеродного развития национальной экономики. Данный подход позволяет продемонстрировать эколого-экономические преимущества природного газа по сравнению с другими видами ископаемого топлива и ВИЭ, а также преимущества водорода, произведенного из природного газа и сероводорода в сравнении с водородом, полученный методом электролиза [82,85,115,116].

Пятый принцип - **принцип противодействия санкциям и другим экономическим ограничениям**, введенным в отношении газовой отрасли РФ в рамках энергетической политики ЕС, заключается в постоянном мониторинге и анализе санкционных инициатив со стороны ЕС в целях подготовки адаптационных мер и предложений по ответным экономическим, административным или регулятивным мерам, эквивалентным причиненному ущербу газовой отрасли РФ. Санкционные ограничения ЕС в отношении российской газовой отрасли затронули различные финансово-экономические и производственно-технические аспекты хозяйственной деятельности в газовой отрасли РФ, что создает определенные преграды для ее развития. В связи с этим газовая отрасль адаптируется и перестраивается при поддержке государства (см. Приложение 1). Вводятся как адаптивные меры (в том числе переориентация в экспортных направлениях, смена новых поставщиков оборудования, комплектующих, активное развитие собственных технологий, выделение льготных кредитов и субсидий), так и соответствующие зеркальные меры (в том числе

утверждения схемы оплаты экспортных поставок трубопроводного газа за рубли, запрет на вывоз из страны технологического оборудования, разрешение ПАО «Газпром» покупки долей иностранных компаний (например, АО «Востокгазпром»), запрет для ПАО «Газпром» закупать газ у ряда совместных предприятий дороже установленной Правительством цены, переход имущества некоторых совместных предприятий в собственность России на примере ООО «Сахалинская Энергия», ПАО «Юнипро», Фортум).

Следующий, шестой **принцип регулятивного суверенитета в отношении нормативно-правовой базы**, регулирующей хозяйственную деятельность газовой отрасли РФ, состоит в пересмотре всех ныне действующих, заимствованных из практики европейского регулирования подходов, не отражающих интересы и специфику национальной экономики и энергетики РФ. Одним из наиболее приоритетных документов, требующих корректировки является российская таксономия «зеленых» проектов, поскольку данный документ определяет критерии национальных «зеленых» и «адаптационных» проектов [27] в целях привлечения внебюджетных средств для финансирования данных проектов, что напрямую влияет на возможности привлечения инвестиций в низкоуглеродные проекты газовой отрасли РФ. В этой связи, а также в целях совершенствования российского углеродного регулирования на базе данного принципа предлагается внести изменения в российскую таксономию «зеленых» и «адаптационных» проектов в части корректировки заведомо невыполнимых и противоречащих существующим бизнес-практикам критериев в отношении проектов газовой тепло- и электрогенерации, а также водорода (см. Приложение 2). Данный принцип позволит усовершенствовать неактуальные для условий национальной экономики подходы, заимствованные из европейского регулирования, и будет способствовать привлечению инвестиций в проекты газовой отрасли, приносящие вклад в национальные цели низкоуглеродного развития.

Седьмым принципом является **технологический суверенитет газовой отрасли РФ**, необходимый для надежного функционирования отрасли,

воспроизводства ее ресурсной базы и инфраструктурного развития, необходимого в том числе для достижения национальных целей низкоуглеродного развития.

Восьмой принцип, связанный с седьмым, является **принцип непрерывного инновационного развития газовой отрасли РФ**, важный не только для обеспечения национальной энергетической безопасности, но и для поддержания должного уровня конкурентоспособности российской газовой промышленности на мировой арене в условиях сменяющихся мировых технологических укладов и постоянных отраслевых изменений [60]. Принцип непрерывной инновационности необходим для решения многочисленных задач, стоящих перед отраслью, включая развитие территорий [97], создание новых высокомаржинальных цепочек добавленной стоимости в сегментах газохимии, неэнергетического использования природного газа (удобрения, биодобавки на основе метана и др.), низкоуглеродного развития (технологии в области водородной энергетики, утилизации углекислого газа). На базе данного принципа уже сейчас реализованы такие инновационные, энергосберегающие проекты, позволяющие снижать выбросы парниковых газов, как мобильные компрессорные станции, системы эжектирования газа, предотвращающие стравливания газа в атмосферу и др. [212].

Девятый принцип – **усиление интеграционных экономических связей с дружественными странами в сфере газового бизнеса**. В рамках данного принципа предлагается интенсифицировать сотрудничество в дружественных многосторонних форматах (БРИКС+, ШОС, ЕАЭС, ЭСКАТО, Форума стран-экспортеров газа и др.) в целях выработки консолидированных позиций по актуальным вопросам развития газовой отрасли и достижения углеродной нейтральности. В настоящий момент в рамках данных организаций обсуждается международная метановая инициатива Российской Федерации, продвигаемая органами власти и ПАО «Газпром». Международная метановая инициатива освещалась ПАО «Газпром» в рамках заседания Комитета старших должностных лиц по энергетике БРИКС, российской делегацией в рамках газового саммита Форума стран-экспортеров газа, Заместителем Председателя Правительства Российской Федерации А.В. Новаком в рамках заседания российско-иранской

межправительственной комиссии по торгово-экономическому сотрудничеству в 2024 г., а также первым заместителем Министра энергетики Российской Федерации П.Ю. Сорокиным в ходе 28-й Конференции сторон Рамочной конвенции ООН об изменении климата (COP28) в 2023 году [156]. Данная инициатива демонстрирует научно обоснованные экологические преимущества метана, позволяющие снижать выбросы парниковых газов наиболее экономически рациональным способом, а также популяризирует объективные исследования о роли метана в системе изменения климата, включая новейшие научные работы об охлаждающем эффекте метана [57]. Инициатива выступает как альтернатива международному соглашению «Глобальное обязательство по метану», призывающему сократить потребление природного газа [146]. Подобные инициативы будут противодействовать энергетической политике, направленной на отказ от природного газа, замещение его ВИЭ и непризнание в национальном регулировании его потенциала по сокращению выбросов парниковых газов.

Другим важным направлением усиления интеграционных экономических связей в области низкоуглеродного развития является гармонизация подходов в области сертификации водорода. Сравнительный анализ международного опыта в области сертификации водорода вместе с производственной спецификой производства водорода в России, в том числе на объектах Группы Газпром, позволяет судить о том, что в настоящий момент китайский стандарт по сертификации водорода T/CAB 0078-2020 [199] предлагает наиболее сбалансированный и рациональный подход, который может быть использован в целях унификации стандартов, а в случае необходимости гармонизации соответствующего законодательства с дружественными странами – в рамках межгосударственного объединения БРИКС+, а также других объединений (ШОС, ЕАЭС, ЭСКАТО и др.) [84,85,115].

Заключительным, десятым принципом является **принцип системной государственной поддержки** в отношении развития капиталоемких высокотехнологичных направлений газовой отрасли РФ. В рамках данного принципа предполагается всесторонняя административная, финансовая и

налоговая поддержка со стороны государства, которая необходима для запуска новых перспективных низкоуглеродных направлений (например, водородная энергетика на основе ресурсов газовой отрасли).

Разработанные и рассмотренные выше принципы развития ресурсной базы газовой отрасли России (см. таблицу 10) образуют целостную систему принципов, на базе которой возможно обеспечить устойчивое развитие ресурсов газовой отрасли в новых экономических реалиях, способствуя достижению Российской Федерации углеродной нейтральности к 2060 году. Для соблюдения данных принципов необходимо слаженное межведомственное взаимодействие различных федеральных органов власти Российской Федерации с участие национальных газовых компаний. На основании анализа специфики охвата деятельности, курируемой российскими органами власти, для каждого предложенного принципа подобрана соответствующая группа межведомственного взаимодействия (см. таблицу 10) [87].

В качестве средства практической реализации системы вышеуказанных принципов нами разработана концепция использования ресурсов газовой отрасли России в современных экономических реалиях и условиях необходимости снижения углеродного следа. Фактически концепция представляет собой комплекс системных мероприятий, направленных на восстановление чистой прибыли газовой отрасли и гармоничное системное развитие отрасли в соответствии с национальными экономическими приоритетами и целями в области низкоуглеродного развития. Отличительной чертой предлагаемой концепции является ее направленность не только на восстановление и устойчивый рост денежных потоков от операций с природным газом, но и на системное низкоуглеродное развитие, включая сокращение выбросов парниковых газов за счет рассмотренных базовых и перспективных мероприятий низкоуглеродного развития газовой отрасли (см. рисунок 17).

Таблица 10. Принципы развития ресурсной базы газовой отрасли России (разработано автором) [87]

Принципы	Краткое описание	Межведомственное взаимодействие
Принцип диверсификации	Принцип подразумевает максимальную двухаспектную диверсификацию: продуктовую и географическую.	ПАО «Газпром», независимые производители газа, Минэнерго России
Приоритет развития внутреннего рынка	Базовое удовлетворение имеющегося и растущего внутреннего спроса на природный газ и другие перспективные продукты газовой отрасли, в т.ч. водород.	ПАО «Газпром», независимые производители газа, Минэнерго России, ФАС
Принцип неотъемлемого вклада газовой отрасли РФ в низкоуглеродное развитие	Максимизация замещения природным газом более углеродоемких источников энергии во всех секторах экономики, а также развитие низкоуглеродных продуктов газовой отрасли, в т.ч. водород.	ПАО «Газпром», независимые производители газа, Минэкономразвития России, Минприроды России, Минэнерго России
Принцип технологической нейтральности в рамках межтопливной конкуренции	Предоставление равных возможностей для недискриминационного развития всех технологий, включая технологии газовой отрасли, в рамках межтопливной конкурентной среды.	ПАО «Газпром», независимые производители газа, Минэкономразвития России, Минэнерго России, Государственная Дума
Принцип противодействия санкциям и другим экономическим ограничениям	Мониторинг санкционных инициатив ЕС в целях подготовки адаптационных мероприятий и/или ответных мер, эквивалентных причинному ущербу.	ПАО «Газпром», независимые производители газа, Минэнерго России, Государственная Дума
Принцип регулятивного суверенитета	Пересмотре всех ныне действующих, заимствованных из практики европейского регулирования подходов, не отражающих интересы национальной экономики России.	ПАО «Газпром», независимые производители газа, Минэнерго России, Государственная Дума
Технологический суверенитет газовой отрасли РФ	Создание отечественной технологической базы необходимой для надежного функционирования отрасли, воспроизводства ее ресурсной базы	ПАО «Газпром», независимые производители газа, Минпромторг России, Минэнерго России,
Принцип непрерывной инновационности	На основе инноваций создание высокомаржинальных цепочек добавленной стоимости, в том числе в сегменте низкоуглеродного развития (в т.ч. водород).	ПАО «Газпром», независимые производители газа, Минэнерго России, Минпромторг России
Усиление интеграционных экономических связей с дружественными странами	Интенсификация сотрудничества в дружественных многосторонних форматах (БРИКС+, ШОС, ЕАЭС, ЭСКАТО, Форума стран-экспортеров газа и др.)	ПАО «Газпром», независимые производители газа, Минэнерго России, Минэкономразвития России, МИД
Принцип системной государственной поддержки	Всесторонняя административная, финансовая и налоговая поддержка со стороны государства.	Минэнерго России, Минэкономразвития России, Минфин России, ЦБ РФ

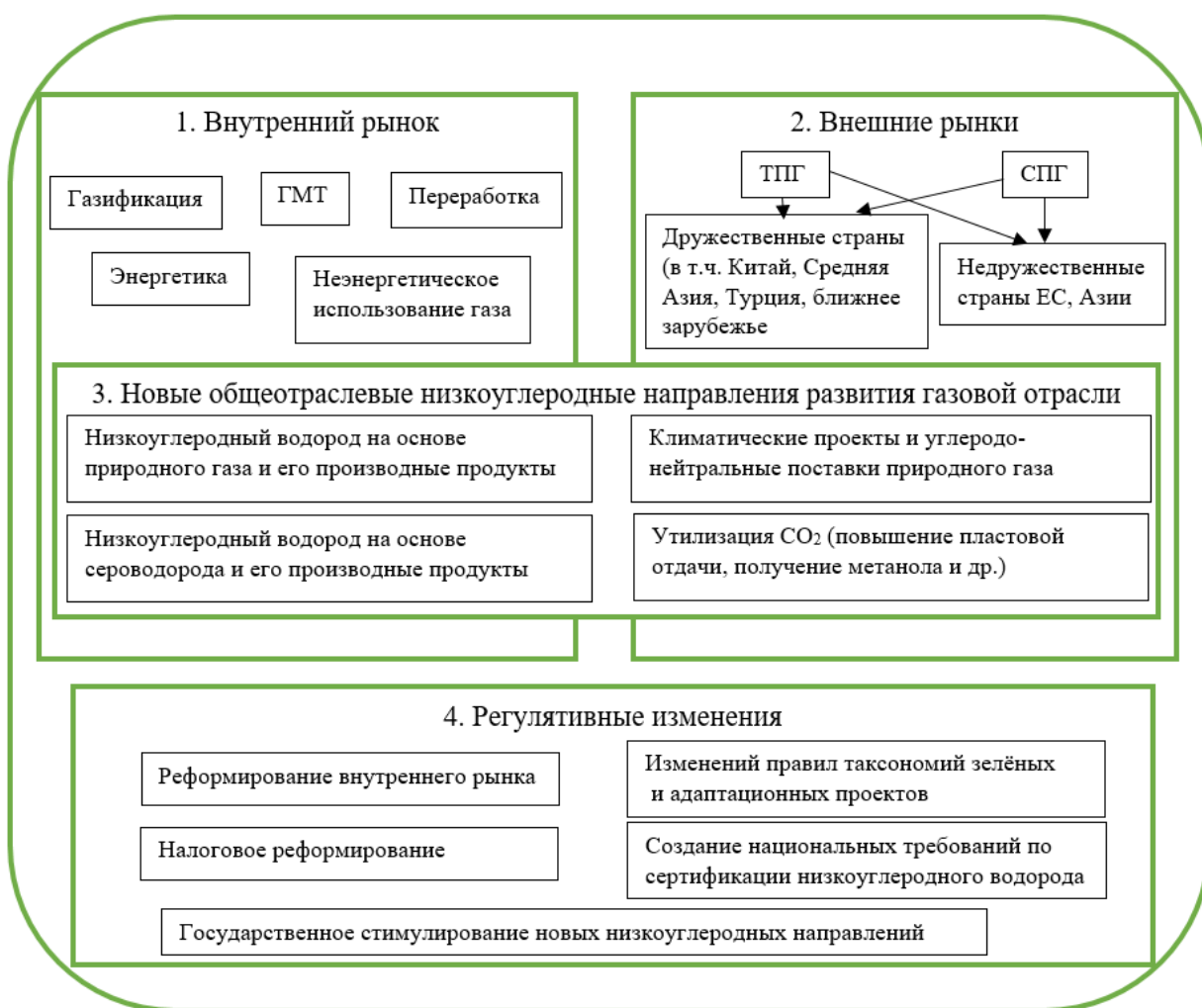


Рис. 17. Концепция использования ресурсов газовой отрасли России в современных экономических реалиях и условиях решения проблемы снижения углеродного следа (разработано автором) [87]

В рамках разработанной концепции предусмотрены четыре блока элементов. Первый блок относится к хозяйственной деятельности газовой отрасли на внутреннем рынке РФ, второй – на внешних рынках, третий – к общетраслевой хозяйственной деятельности, охватывающий внутренний и внешние рынки и направленный на развитие новых низкоуглеродных направлений, четвертый – к регулятивной базе отрасли. Четвертый регулятивный блок вынесен отдельно, однако напрямую связан с тремя другими, поскольку оказывает регулятивное воздействие на внутренний и внешний рынок.

В рамках первого блока (внутренний рынок) предлагается продолжение развития газификации, транспорта на природном газе, малотоннажного СПГ, переработки газа, газовой электро- и теплогенерации, а также новых направлений

неэнергетического использования ресурсов газовой отрасли. В рамках второго блока (внешние рынки) предлагается развития экспорта трубопроводного газа и СПГ. При этом необходимо сохранять и по возможности расширять долю на рынке ЕС и других недружественных стран, а также наращивать присутствие на перспективных рынках дружественных стран (Китай, Турция, Средняя Азия, ближнее зарубежье и др.). В целях максимизации сбытовой деятельности представляется целесообразным создание совместных сбытовых предприятий в регионах дружественных стран, что позволит помимо доходов в рамках экспортных контрактов с контрагентами дружественных стран также получать дополнительную прибыль от реализации газа конечному потребителю в регионах присутствия.

Ключевым элементом предлагаемой концепции использования ресурсов газовой отрасли газовой отрасли России, привносящим новизну в текущее системное функционирование газовой отрасли и управление ее ресурсами, является блок 3 «Новые общеотраслевые низкоуглеродные направления развития газовой отрасли». В рамках данного блока предлагается:

- создание цепочки добавленной стоимости низкоуглеродной водородной энергетики на основе ресурсов газовой отрасли (природного газа и сероводорода) с последующим сбытом водородных технологий и низкоуглеродного водорода, включая его производные продукты (аммиак, метанол, карбамид) как на внутреннем, так и на внешних рынках;
- реализация климатических проектов (например, крупнейшим из ныне зарегистрированных климатических проектов в Реестр углеродных единиц Российской Федерации является проект ООО «Газпром МКС» по предотвращению выбросов парниковых газов с использованием мобильных компрессорных станций при подготовке участков магистральных трубопроводов к проведению ремонтных работ³ [135]) с последующим получением углеродных единиц, которые могут быть проданы как на

³ В течение всего срока реализации проекта (01.10.2019-31.12.2029) планируется выпуск в обращение около 50 млн. углеродных единиц, что на данный момент составляет более 60% планового выпуска углеродных единиц от всех зарегистрированных в Реестре климатических проектов.

внутреннем, так и на внешних рынках, а также направлены на реализацию углеродно-нейтральных поставок природного газа (т.е. комбинированных продуктов, состоящих из природного газа и углеродных единиц, частично или полностью компенсирующих углеродных след поставок природного газа). Предложение углеродно-нейтральных поставок ТПГ и СПГ может оказать важнейшее стратегическое влияние на сохранение и увеличение доли экспорта газа на рынке ЕС, поскольку углеродно-нейтральные комбинированные продукты не попадают под ограничения, введенные в рамках энергополитики ЕС и могут позволить некоторым европейским странам преодолеть наложенные ими ограничения на импорт российской газа и возобновить прямые поставки газа из России.

Блок 3 концепции предлагает комплексные, системные низкоуглеродные решения, которые охватывают внутренний и внешние рынки газовой отрасли РФ, стратегически способствуют разрешению ситуации внешнего шока для газовой отрасли РФ на рынке ЕС в целях восстановления выручки посредством реализации низкоуглеродных продуктов и создания низкоуглеродных цепочек добавленной стоимости. Такой подход в полной мере соответствует национальным целям и задачам России в области низкоуглеродного развития и направлен на их своевременное выполнение [87].

Завершающим блоком концепции, способствующим преодолению установленных в ходе исследования проблем, обозначившихся для газовой отрасли в результате современной энергополитики ЕС, является ряд подготовленных нами предложений в части регулятивных изменений (блок 4), принятие которых со стороны государства в значительной мере способствовало бы достижению заявленных целей концепции использования ресурсов газовой отрасли, включая улучшение финансовых результатов отрасли и привнесение вклада в низкоуглеродное развитие. Так, падение экспортного дохода на рынках ЕС и связанное с этим осложнение дальнейшего субсидирования регулируемых цен внутреннего рынка, а также сохранение высокого уровня налоговой нагрузки на отрасль и инициативы по либерализации экспорта СПГ [8] в совокупности

являются объективным основанием для реформирования текущей модели функционирования внутреннего рынка газа. Структура поставок газа в рамках действующей модели внутреннего рынка состоит из двух сегментов: поставки ПАО «Газпром» (составляют около 60% совокупного сбыта на российском рынке) и поставки независимых производителей, самыми крупными из которых являются ПАО «Новатэк» и ПАО «Роснефть» (около 18 и 15 % совокупного сбыта соответственно). Поставки ПАО «Газпром» реализуются по заниженным регулируемым ценам ФАС, что обуславливает их низкодоходный и в некоторых регионах России убыточный характер. При этом ПАО «Газпром» полностью осуществляет финансирование развития национальной газотранспортной трубопроводной инфраструктуры и газификации, а также несет ответственность за реализацию социальных государственных задач, в том числе по строительству различных социальных объектов и развитию капиталоемких проектов по сокращению выбросов парниковых газов в рамках низкоуглеродного развития отрасли. Независимые производители имеют особые условия сбыта на внутреннем рынке по сравнению с ПАО «Газпром», включая право выбора потребителя за счет скидок к цене, отсутствие обязательств по работе с убыточными и низкодоходными клиентами, а также отсутствие обязательств в части финансирования газотранспортной инфраструктуры и газификации. Кроме того, независимые производители в рамках своей сбытовой деятельности пользуется услугами транспортировки газа на базе регулируемых тарифов ФАС. Высокий уровень экспортных доходов газовой отрасли РФ обеспечивал сбалансированность действующей модели внутреннего рынка на базе двух рассмотренных сегментов рынка, позволяя с одной стороны ПАО «Газпром» направлять высокие экспортные доходы на масштабные проекты в части газификации, развития ЕСГ, Восточной газовой программы, иной транспортной инфраструктуры отрасли, системной деятельности по сокращению выбросов парниковых газов, а также с другой стороны предоставляя большую коммерческую гибкость для независимых поставщиков на внутреннем рынке. С падением экспортных доходов в силу ограничительной энергетической политики ЕС существовавший баланс между

двумя сегментами рынка нарушается и возникает необходимость его корректировки.

Таким образом, возможны следующие варианты дальнейшего функционирования внутреннего рынка. Первый из них предполагает сохранение текущего положения вещей, что с высокой долей вероятности может привести к увеличению несбалансированности модели функционирования внутреннего газового рынка РФ с рисками в части воспроизводства ресурсной базы и финансирования развития газовой инфраструктуры и реализации социальных и низкоуглеродных проектов.

Второй вариант допускает реформирование внутреннего рынка по типу либерализации газового рынка ЕС и Великобритании. Либерализация такого типа предполагает ряд требований, включая в том числе полное вертикальное (по типу деятельности, включая добычу, транспорт, сбыт) и горизонтальное (внутри какого-либо рода хозяйственной деятельности, например, транспорт и газораспределение, а также транспорт природного газа и водорода) хозяйственное разделение или так называемый «анбандлинг» вертикально-интегрированных предприятий газовой отрасли, создание рыночных торговых зон – хабов, в рамках которых осуществляются торговые операции и происходит свободное формирование цен, а также установление единого для всех пользователей сетей газотранспортное тарифообразования по типу «вход-выход» (плата осуществляется за вход и выход из ГТС). Учитывая сложную географическую протяженность газотранспортной инфраструктуры России, высокую концентрацию внутреннего газового рынка РФ (рынок сформирован малым числом поставщиков), важную роль ЕСГ в энергетической безопасности РФ [16], а также необходимость обеспечения макроэкономической стабильности экономики РФ за счет относительно низкого уровня внутренних цен на газ и отсутствия их волатильности, переход на европейскую модель либерализации газового рынка представляется контрпродуктивным. Последствиями такого перехода могут стать не только повышенная волатильность и труднопрогнозируемый рост цен, но и сбои в

функционировании производственных процессов добычи, транспорта и сбыта ввиду хозяйственного разделения производственной деятельности в рамках ЕСГ.

Третий вариант допускает сохранение действующей модели с индексацией тарифов и цен на уровень инфляции и дополнительной нормы прибыли, необходимой для финансирования газификации, развития инфраструктуры, социальных и низкоуглеродных проектов. Однако, данный сценарий имеет риски повышения инфляции в связи с ростом цен.

Четвертый вариант, наиболее оптимальный из всех рассмотренных, предлагает смешанный подход, включающий в себя комбинацию индексации цен и постепенного расширения рыночного сегмента ценообразования. В рамках данного подхода предлагается индексация тарифов на транспортировку газа для независимых производителей до уровня необходимого для формирования требуемых источников финансирования в части обеспечения работоспособности газотранспортной инфраструктуры для безопасного и бесперебойного газоснабжения потребителей. Ввиду того, что за последние пять лет размер среднегодовой накопленной индексации регулируемых оптовых цен на природный газ для промышленных потребителей составил 12%, для населения - 11%, что значительно ниже индекса потребительских цен за указанный период, составившего 34%, на первоначальном этапе реформирования рынка допускается планомерная индексация регулируемых цен вместе с расширением возможности для ПАО «Газпром» устанавливать свободные цены. Данный подход соответствует положениям Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации [16] о совершенствовании ценовой политики в сфере энергетики на внутреннем рынке и планомерном переходе к рыночным механизмам ценообразования в этой сфере. По мере расширения сегмента рынка со свободным ценообразованием индексирование цен может быть постепенно приостановлено. Для предотвращения макроэкономических шоков, вызванных процессом дерегулирования цен на внутреннем рынке, в первую очередь сегмент свободного ценообразования предлагается распространить на высокодоходный промышленный сектор, включая экспортно ориентированную промышленность, а также сектор электрогенерации.

Учитывая, что цены на внутреннем рынке РФ в секторе ЖКХ и ком-быта в общемировом разрезе значительно ниже по сравнению с другими странами, не исключается возможность распространения рыночного ценообразования также и на данные секторы, однако ограничительным условием для такого ценообразования в данных секторах должна оставаться необходимость соблюдения макроэкономической стабильности, базирующейся на недопущении резких инфляционных скачков. Помимо возможности заключать контракты со свободно устанавливаемыми ценами, с опорой на практику экспортных контрактов купли-продажи природного газа, предлагается использовать в контрактах на внутреннем рынке так называемое положение «take-or-pay» («бери или плати»), предписывающее обязательство поставщиков обеспечивать поставку газа для покупателя в определенном, зафиксированном объеме, а также обязательство покупателя оплачивать поставки газа в данном, установленном объеме, даже если фактически отобранные количества газа меньше установленного объема. Такой подход балансирует интересы покупателей и поставщиков газа, являясь гарантом снижения рисков, как для поставщиков в части получения стабильного, прогнозируемого денежного потока, направляемого для поддержания функционирования и развития газовой инфраструктуры, так и для покупателей газа в части получения гарантированного количества газа. Дополнительные возможности расширения сегмента свободного ценообразования на внутреннем рынке может предоставить биржевая торговля газом. Однако, учитывая риски спекулятивного роста биржевых цен, повышенной волатильности и неопределенности на рынке, имеющие место быть особенно часто в последние годы на газовых рынках Европы и Азии, биржевой инструментарий на газовом рынке РФ предлагается использовать в качестве дополнительного по сравнению с внебиржевым контрактным сегментом рынка с нерегулируемым ценообразованием. При данном варианте совершенствования функционирования внутреннего рынка газа отсутствует необходимость в регулятивном нормировании объемов газа, необходимых для реализации на бирже. Таким образом, смешанный вариант реформирования внутреннего рынка, сочетающий в себе индексацию цен

и постепенное расширения сегмента рынка со свободно устанавливаемыми ценами, может стать значимым элементом концепции использования ресурсов газовой отрасли, способствующим установлению более сбалансированной модели функционирования отрасли в современных экономических реалиях и повышению доходности на внутреннем газовом рынке РФ.

Связанным с необходимостью реформирования внутреннего газового рынка РФ в рамках разработанной концепции являются предложения в части налогового реформирования (блок 4 «Регулятивные изменения»). Значимые последствия современной энергетической политики ЕС в отношении газовой отрасли РФ, приведшие к троекратному сокращению экспорта российского газа в страны ЕС, влияют также и на объем и структуру налоговых поступлений от газовой отрасли РФ. Так, в федеральный бюджет в 2023 году поступило почти в два раза меньше налоговых выплат от газовой отрасли России, чем годом ранее [203]. Традиционно, до изменения курса энергетической политики ЕС в сторону отказа от российского газа основную часть налоговых поступлений от газовой отрасли составляли доходы от экспортной пошлины, превышавшие в тот период поступления от налога на добычу полезных ископаемых (далее – НДПИ) приблизительно в два раза. Однако, со снижением поставок российского газа в ЕС экспортная пошлина пропорционально сокращалась, и обозначилась ситуация, когда НДПИ приблизительно в два раза стал превышать поступления от экспортной пошлины. Принимая во внимание введенные обязывающие государственные меры [9] по введению для ПАО «Газпром» дополнительного сбора в части НДПИ (50 млрд рублей в месяц в период с 1 января 2023 года), доля выплат НДПИ со стороны ПАО «Газпром» в совокупных поступлениях от НДПИ составляет более 85% [64]. Сохранение данной схемы налогового распределения с отнесением основной части налогового бремени на ПАО «Газпром», добывающего около 60% от всего газа в РФ, в условиях сократившегося экспорта газа в ЕС представляется несбалансированным с точки зрения соотношения вклада всех участников внутреннего рынка в налоговые поступления для Федерального бюджета. Таким образом, в качестве корректирующей меры предлагается налоговые выплаты от

НДПИ, включая введенные дополнительные сборы, равномерно распределить между участниками рынка по принципу «pro rata» т.е. пропорционально занимаемой доли на рынке.

В рамках блока 4 «Регулятивные изменения» также предлагается пересмотреть таксономию «зеленых» проектов, скорректировав неактуальные завышенные критерии в части газовых и водородных проектов, не учитывающие низкоуглеродный эффект газовой электро- и теплогенерации, а также нормативно-правовой опыт дружественных стран, включая Китай. Предлагаемые изменения представлены в Приложении 2. Соответствующие изменения в таксономии смогут способствовать привлечению дополнительного внешнего финансирования в проекты газовой отрасли, которые способны достигать эффекта сокращения парниковых газов наиболее экономически рациональным способом. В рамках блока «4. Регулятивные изменения» в целях обеспечения системной государственной поддержки развития ресурсов газовой отрасли с опорой на низкоуглеродные решения предлагается также предусмотреть создание национальных требований по сертификации низкоуглеродного водорода с учетом имеющегося опыта Китая в этой области [84,85,115], а также предложение комплекса государственного стимулирования новых низкоуглеродных направлений [88].

3.2 Совершенствование направления развития ресурсов газовой отрасли РФ на базе низкоуглеродного водородного топлива

В настоящий момент развитие водородной энергетики как перспективного низкоуглеродного направления является общепризнанным мировым трендом развития энергетики и декарбонизации экономики, поскольку водород можно получать из низкоуглеродных источников, и его использование в качестве энергоносителя не приводит к выбросам диоксида углерода. При этом промышленное внедрение водорода требует значительной государственной поддержки, существенной корректировки регулирования энергетической отрасли,

а также разработки и внедрения большого количества новых технологий в различных сферах. В России водородная энергетика, являясь одним из перспективных элементов энергетической стратегии РФ [41], реализуется на основе Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации. Данное направление в рамках Концепции оценивается как важное с точки зрения энергоперехода и низкоэмиссионного развития.

Газовая отрасль является ключевым участником развития в России водородной энергетики. В соответствии с Дорожной картой развития высокотехнологичного направления «Водородная энергетика» на период до 2030 года ПАО «Газпром» официально является одной из компаний-лидеров по развитию в РФ данного направления [84,211]. Изначально фокус развития водородной энергетики на основе природного газа в РФ был направлен на создание водородных проектов, ориентированных на экспорт водорода на рынки ЕС и АТР. Однако в современных условиях ограничительной энергетической политики ЕС сотрудничество с ЕС было приостановлено, и в развитии национальной водородной энергетики произошла смена приоритетов на развитие водородных технологий и переориентацию на внутренний рынок [178]. При этом водородный рынок в настоящий момент продолжает оставаться на ранней стадии своего формирования, что во многом обусловлено текущей спецификой производства и потребления водорода [69,81,85,115]. Текущие объемы производимого водорода потребляются вблизи районов их производства и не предполагают наличие разветвленной/протяженной газотранспортной инфраструктуры [79,84,85,115,116]. Сегодня наиболее доступным и экологичным сырьем для производства водорода служит природный газ [69]. Основными потребителями водорода являются секторы химического производства, нефтепереработки, производства удобрений и металлургии, самостоятельно обеспечивающие собственные нужды за счет производства водорода на специализированных установках непосредственно в месте потребления [222].

Вместе с тем дружественные страны начинают все больше проявлять интерес к тематике водородной энергетики. Китай имеет свой План развития водородной

энергетики [198], который рассматривается в Китае в качестве одного из наиболее перспективных направлений национальной энергетической трансформации. Данная сфера включена в «План социально-экономического развития Китая на 14-ю пятилетку (2021-2025 гг.) и перспективные цели развития КНР до 2035 года». Турция и страны Средней Азии начинают развивать водородное направление в соответствии с национальными стратегическими документами [168,207], что делает актуальным возврат к поиску сбыта высокомаржинальной водородной продукции и технологий на внешних рынках дружественных стран. Существенное отличие новых водородных инициатив дружественных стран – заинтересованность исключительно в низкоуглеродном водороде, т.е. произведенным с минимальным объемом выбросов парниковых газов на протяжении всего жизненного цикла. Принимая во внимание, что сегодня наиболее доступным и экологичным сырьем для производства водорода служит природный газ [69], газовая отрасль РФ с ее значительным низкоуглеродным потенциалом имеет ряд конкурентных преимуществ в сфере низкоуглеродного водорода по сравнению с иными производителями данного продукта.

Учитывая возрастающий уровень востребованности низкоуглеродного водорода на рынках дружественных стран, сохранение спроса на водород в ЕС и затруднение в реализации европейских водородных проектов ввиду высокого уровня цен на первичные энергоресурсы вследствие европейского энергетического кризиса, нами предлагается совершенствование текущих подходов развития водородной энергетики РФ на основе природного газа в целях создания новых звеньев высокомаржинальной цепочки добавленной стоимости газовой отрасли РФ и дополнительной монетизации ее ресурсов. Таким образом, помимо проектов, направленных на сбыт низкоуглеродной водородной продукции на внутреннем рынке РФ предлагается также рассмотрение экспортоориентированных проектов сбыта низкоуглеродного водорода на рынки дружественных стран (Китай, Средняя Азия, Турция, Индия и др.), а также на рынки ЕС. При этом сбыт на рынки Европы может быть реализован напрямую без посредников по аналогии с текущим сбытом российского СПГ в ЕС, поскольку введенные ЕС санкции не затрагивают поставки

низкоуглеродных водородных продуктов, а также через дружественные страны-посредники (например, через Турцию, Азербайджан и Страны Средней Азии, где в настоящее время также активно ведётся работа по развитию водородной энергетики в соответствии с принятыми в данных странах национальными стратегическими документами в данной сфере).

На ряду с прорабатываемыми в настоящий момент в России экспортно ориентированными проектами производства низкоуглеродного водорода, аммиака, получаемого из природного газа («Обских ГКХ» ПАО «Новатэк», проект ГК Росатом на Сахалине и др.), на производственных объектах ПАО «Газпром» имеются свободные мощности водородсодержащего газа [178], который может быть выделен и доведён до водорода товарного качества в случае появления покупателей и принятия соответствующих инвестиционных решений для создания специализированной инфраструктуры, необходимой для подготовки водорода товарного качества. Данные объёмы водорода могут быть предоставлены приоритетно для нужд внутреннего рынка, а также для реализации на внешних рынках в случае отсутствия спроса на внутреннем рынке или наличия невостребованных на внутреннем рынке излишков водорода. Данные производственные мощности сконцентрированы на Сургутском заводе по подготовке конденсата к транспорту и Сосногорском газоперерабатывающем заводе [178]. При этом новым перспективным направлением развития водородной энергетики на основе ресурсов газовой отрасли является утилизация запасов высокосернистых месторождений природного газа России (например, Астраханское и Оренбургское газоконденсатные месторождения) в целях выделения сероводорода с последующим производством из него низкоуглеродного водорода [85,115,116].

Учитывая имеющиеся вышеуказанные проекты, а также потенциальные объёмы водорода для возможного сбыта на действующих газоперерабатывающих объектах, в рамках проводимого исследования представляется целесообразным предложить возможные схемы сбыта водорода (преимущественно на внешних рынках ввиду отсутствия значимого спроса на внутреннем), рассмотреть их риски

и возможности, а также определить наиболее перспективные из них с точки зрения специфики пространственной организации газовой отрасли РФ.

В рамках предлагаемого совершенствования текущего развития водородной энергетики на основе ресурсов газовой отрасли (природный газ, сероводород) предложены следующие возможные схемы сбыта низкоуглеродного водорода как на внутреннем, так и на внешних рынках:

1. Транспортировка природного газа по газопроводам, в том числе экспортным, с последующим производством водорода из природного газа в максимальной близости к конечному потребителю;
2. Транспортировка природного газа по экспортным газопроводам с последующим производством водорода на входе в страну-получатель;
3. Производство водорода в России с последующей его транспортировкой автомобильным, морским (в том числе в химически связанном состоянии в виде аммиака, метанола и др.) и железнодорожным транспортом;
4. Производство водорода в России с последующей транспортировкой метано-водородной смеси по экспортным газопроводам;
5. Производство водорода в России с последующей транспортировкой чистого водорода на экспорт по изолированной инфраструктуре.

Транспортировка природного газа по газопроводам, в том числе экспортным, с последующим производством водорода из природного газа в максимальной близости к конечному потребителю

На сегодняшний момент данная схема является оптимальной в связи с наличием развитой инфраструктуры газоснабжения [69,79,81], которая продолжает расширяться за счет реализации новых газотранспортных проектов. Расширение газотранспортных коридоров направлено в том числе на увеличение экспорта российского природного газа, а также способствует выполнению обязательств российской стороны по действующим контрактам на поставку газа.

Указанная схема позволяет гибко подстраиваться под потребности конкретных клиентов, обеспечивая производство водорода на базе поставок природного газа в нужных конкретному потребителю объемах и пропорциях. При

этом данная схема способствует в дальнейшем сохранению использования газотранспортных активов по назначению, снижая тем самым вероятность реализации популярных в настоящее время в ЕС идей перепрофилирования газотранспортных активов для транспортировки водорода. Производство водорода из природного газа у конечного потребителя целесообразно организовать с улавливанием углерода в твердой форме посредством наиболее перспективных из доступных на рынке технологий пиролиза метана [52,69]. Альтернативным методом является производство водорода традиционной технологией парового риформинга метана [82].

Наиболее перспективным прикладным применением данной схемы представляются поставки газа в рамках проекта «Турецкий поток» и его сухопутного продолжения в юго-восточной Европе [81], а также для проектов поставок природного газа в Китай, включая проекты «Сила Сибири», газопровод «Дальневосточный». Партнеры, приобретающие российский природный газ в рамках данных проектов на базе долгосрочных контрактов купли-продажи, будут обладать большой конкурентоспособностью при реализации водородных инициатив в регионах прохождения маршрутов данных проектов [81], поскольку смогут обеспечить себя на длительном временном горизонте надежными, бесперебойными поставками сырья для производства водорода с прогнозируемым уровнем цен на газ и низким уровнем углеродного следа. Следует отметить, что компания Sinorec планирует построить первый в Китае трансрегиональный водородный трубопровод протяженностью более 400 км и мощностью около 100 тыс. тонн водорода в год (с возможным увеличением до 500 тыс. тонн водорода в год) из автономного района Внутренняя Монголия в энергопотребляющие регионы на востоке Китая [197]. Учитывая прерываемый характер производства водорода из возобновляемых источников энергии, для бесперебойной загрузки данного водопровода до уровня проектной мощности с высокой долей вероятности могут потребоваться дополнительный ресурс водорода, который, в свою очередь, может быть получен из российского природного газа, поставляемого в Китай (в т.ч. в район Внутренняя Монголия) по газопроводу «Сила Сибири».

Транспортировка природного газа по экспортным газопроводам с последующим производством водорода на входе в страну-получатель.

Согласно многим стратегическим документам в области водородной энергетики дружественных стран, а также Концепции на первых этапах формирования водородного рынка целевой моделью является производство водорода вблизи потребителей в локальных региональных кластерах или экосистемах (так называемых «водородных долинах») с децентрализованным производством и потреблением водорода. Однако по мере роста производства и потребления водорода и связанного с этим развития водородных кластеров потребуется необходимая инфраструктуры транспорта, включающая в себя создание региональных водородопроводов, соединяющих между собой смежные кластеры. В таком случае рассматриваемая схема сбыта водорода путем транспортировки природного газа по экспортным газопроводам с последующим производством водорода на входе в страну-получатель с высокой долей вероятности будет обладать значительным потенциалом на более поздних стадиях развития водородного рынка, поскольку, по аналогии с историческим опытом развития газового рынка и газотранспортной инфраструктуры, водород, произведенный из природного газа на входе в страну-получатель, может быть более оптимально распределен между внутренними потребителями в зависимости от нужд рынка и возможностями по реэкспорту данной водородной продукции. При этом важно отметить, что данная схема сбыта предполагает наличие развитой газовой и водородной газотранспортной инфраструктуры.

Производство водорода в России с последующей его транспортировкой авто-, морским и железнодорожным транспортом

Для реализации данной схемы возможны следующие варианты транспорта:

а) применение различных жидких и твердых органических и неорганических соединений для транспортировки водорода в химически и/или физически обратимо связанном состоянии⁴;

⁴ Для чего необходимо решение вопросов, связанных с необходимостью таможенного оформления импорта (обратного ввоза) носителя водорода в РФ для повторения цикла поставки.

- б) поставка водорода в связанном состоянии, например, в виде аммиака, метанола, этанола и др.;
- в) транспортировка и хранение водорода в жидком состоянии в специализированных танкерах, автомобильным и ж/д транспортом, с его последующей регазификацией⁵;
- г) прочие технологии (в относительно ранней стадии разработки), в т.ч. транспортировка в условиях высокого давления (от 500 до 1000 бар), транспортировка криокомпримированного водорода и т.д.

Из рассмотренных подвидов сбыта водорода посредством данной схемы наиболее отработанным и перспективным в текущих экономических реалиях является морской транспорт в связанном состоянии, например, в виде аммиака, метанола, и др., поскольку позволяет безопасно транспортировать в танкерах более значимые объемы водорода по сравнению с возможностями транспорта в специализированных цистернах и баллонах водорода ж/д и автотранспортом [69].

Производство водорода в России с последующей транспортировкой метано-водородной смеси по экспортным газопроводам.

Данная схема сопряжена с рядом следующих рисков.

а) Закачивание водорода в газотранспортные сети природного газа приводит к изменению качества поставляемого газа (наиболее чувствительны такие параметры, как высшая теплотворная способность и индекс Воббе), что в свою очередь может стать причиной нарушения контрактных требований по качеству последнего. В таком случае покупатели газа и газотранспортные операторы имеют право частично или полностью отказаться от приемки некондиционного газа, а в некоторых случаях в зависимости от условий контракта – рассчитывать на соответствующие штрафы [69,81]. Дополнительно следует отметить, что с коммерческой точки зрения подмешивание водорода в ГТС ПГ косвенным образом спровоцирует рост газотранспортных тарифов и затрат на топливный газ из-за

⁵ Транспортировка водорода в жидком состоянии требует применения сложного технологического оборудования для сжижения водорода до температуры -253°C (для сравнения СПГ: $-161,5^{\circ}\text{C}$), систем регазификации, а также специальных сосудов для его транспортировки, что повлияет на стоимость водорода и его конкурентоспособность на зарубежных рынках [69].

снижения эффективности процесса транспортировки в связи с эффектом увеличения гидравлических потерь и, соответственно, большего уменьшения давления по всей трассе газопровода [81].

б) Технологические риски, присущие транспорту водорода по ГТС природного газа: вероятные отказы газотранспортного оборудования из-за проникновения водорода в структуру металла, его водородное охрупчивание, коррозия, возможности образования трещин, проблемы проведения измерений качества и количества транспортируемого водородного энергоносителя, утечки водорода в связи с его сверхвысокой проницаемостью, что может привести к авариям, незапланированным остановам, ремонтным работам и прочим нештатным ситуациям на объектах газовой инфраструктуры [79,80,82,92].

в) В настоящий момент в России отсутствует как нормативно-техническое регулирование трубопроводной транспортировки метано-водородных смесей, так и регулирование хозяйственной деятельности при создании и эксплуатации водородной газотранспортной инфраструктуры. Данное регулирование в мире находится пока на самых ранних этапах своего формирования и отсутствует во многих странах мира. В тех странах, где данное регулирование было принято (например, некоторые страны ЕС), наблюдается отсутствие единых нормативных подходов [69,81].

Учитывая технические, контрактные, коммерческие и регулятивные риски, выявленные нами в ряде исследований [69,79,80,81,83], реализация сбыта водорода путем подмешивания водорода в газотранспортные сети природного газа является нецелесообразным способом.

Производство водорода в России с последующей транспортировкой чистого водорода на экспорт по изолированной инфраструктуре

Ряд технических, технологических, коммерческих и регулятивных трудностей, обозначенных выше характерен с еще большей степенью потенциального негативного эффекта для магистрального транспорта чистого водорода по газопроводам высокого давления. При этом возможен опыт

локального сбыта на небольшие расстояния по промышленным водородопроводам низкого давления [79,80,81].

Принимая во внимание рассмотренные в данном исследовании различные схемы сбыта водорода, их риски, меняющиеся энергетические тренды, связанные с декарбонизацией, имеющиеся конкурентные преимущества газовой промышленности РФ в виде разветвленной газотранспортной инфраструктуры и усиление газового бизнеса на рынках дружественных стран, наиболее оптимальной схемой сбыта водорода на основе природного газа в настоящий момент представляется транспортировка природного газа по экспортным газопроводам с последующим производством водорода в максимальной близости к конечному потребителю, а также морской сбыт водорода в виде аммиака, метанола и др. производных продуктов. Вышеназванные способы сбыта водорода позволяют создать дополнительные возможности для основного бизнеса газовой промышленности РФ по реализации природного газа на экспорт в дружественные страны, диверсифицировать сбыт низкоуглеродной продукции газовой отрасли и развить разрабатываемые отечественные технологии по производству водорода на базе природного газа, а также снизить риски репрофилирования газотранспортных активов в регионах сбыта.

В целях запуска экспортно ориентированного производства водорода, а также его поставок на внутренний рынок Концепцией развития водородной энергетики в Российской Федерации предусмотрено создание региональных (территориальных) водородных кластеров, включая как минимум Северо-Западный кластер с ориентацией на экспорт в ЕС, Восточный кластер с фокусом на рынки Азии, а также Арктический и Южные кластеры [28]. Однако в Концепции не содержится информация о конкретных территориальных границах данных кластеров, а также необходимых условиях их функционирования и регулирования. При этом в настоящий момент в России на законодательном уровне не установлены требования к организационно-правовой структуре водородного кластера и условия в части государственного стимулирования региональных водородных кластеров и пилотных проектов.

С учетом специфики рассмотренных схем сбыта водорода представляется целесообразным создание региональных (территориальных) водородных кластеров в регионах, где уже имеется производство водорода. На базе пространственной организации газовой отрасли РФ в настоящий момент, как отмечалось ранее, имеются возможности по выделению водорода для нужд рынка в случае определения потенциальных потребителей на Сосногорском газоперерабатывающем заводе и Сургутском заводе по подготовке конденсата к транспорту [178]. Принимая во внимание сложность и капиталоемкость логистики водорода, представляется целесообразным рассмотреть возможность создания региональных (территориальных) водородных кластеров в г. Сосногорск (Северо-Западный кластер) и г. Сургут (Арктический кластер) с соответствующими мерами по выявлению и поддержке спроса на водород. Инвестиционные решения по выделению водорода на данных производственных объектах могут быть приняты только после появления соответствующих потребителей водорода и определения требуемых параметров качества и профиля поставок водорода. В проведенных в рамках исследования работах [85,115,116] отмечаются новые перспективных способы производства низкоуглеродного водорода из сероводорода, который, в свою очередь, может быть получен из месторождений высокосернистого природного газа (например, Астраханского месторождения). В работах [85,115,116] указано, что потенциал производства водорода из газа Астраханского месторождения может достичь 350 тыс. водорода в год, что дает основание рассматривать возможность создания регионального (территориального) водородного кластера в Астраханской области (Южный кластер).

Отдельно стоит упомянуть, что в Сахалинской области при поддержке местных органов власти в настоящее время инициировано развитие Восточного водородного кластера [158]. Учитывая наличие в данном регионе Сахалинского центра газодобычи, развитую газопроводную инфраструктуру, развитые торговые связи на азиатских рынках, газовая отрасль РФ может обладать рядом

конкурентных преимуществ в случае реализации проектов в рамках Восточного кластера.

Таким образом, на основании анализа пространственной организации ресурсов газовой отрасли РФ, имеющихся производственных мощностей и ресурсной базы, были предложены следующие региональные водородные кластеры в соответствии с Концепцией (см. таблицу 11).

Таблица 11. Водородные кластеры на базе ресурсов газовой отрасли РФ

Кластер	Производственные мощности, объем предложения	Наличие инфраструктуры	Целевые рынки
Северо-Западный, г. Сосногорск	На базе производственных мощностей Сосногорского ГПЗ, основным видом деятельности которого является переработка газа и газового конденсата месторождений Вуктыльского геолого-экономического района. Потенциальный объем производства водорода 4 тыс.т. [178].	Развитая газотранспортная и газоперерабатывающая инфраструктура, развитая автомобильная инфраструктура, отсутствие ж/д будет затруднять логистику сбыта	Внутренний, рынки ЕС и Азии
Арктический, г. Сургут	На базе производственных мощностей Сургутского ГПЗ, основным видом деятельности которого является переработка газового конденсата месторождений Надым – Пур – Тазовского района Тюменской области. Потенциальный объем производства водорода 14 тыс.т. [178].	Развитая газотранспортная и газоперерабатывающая инфраструктура; развитая автомобильная и ж/д инфраструктура	Внутренний (в том числе для целей автономного, удаленного энергоснабжения арктической зоны)
Южный, Астраханская обл.	На базе производственных мощностей Астраханского ГПЗ, основным видом деятельности которого является переработка высокосернистого газа Астраханского месторождения. Потенциальный объем производства водорода из сероводорода 350 тыс.т. [85,115,116].	Развитая газотранспортная и газоперерабатывающая инфраструктура; развитая автомобильная, ж/д и портовая инфраструктура	Внутренний, Средняя Азия, Европа, Закавказье, Иран
Восточный, о. Сахалин	На базе производственных мощностей Сахалинского центра газодобычи. Потенциальный объем производства водорода из природного газа возможен после уточнения конфигурации проекта.	Развитая газотранспортная инфраструктура; развитая автомобильная, ж/д и портовая инфраструктура	Внутренний, азиатские рынки (Китай, Юго-Восточная Азия и др.)

В соответствии с Концепцией одной из важнейших стратегических инициатив и ключевых мер для решения задач развития водородной энергетики в Российской Федерации является создание и развитие региональных водородных промышленных кластеров и пилотных проектов [28], что требует существенного объема инвестиций в производство, потребление и логистику водорода. По данным Института естественных монополий водородная энергетика в России необходимые инвестиции в водородную энергетику составляет 26 млрд долларов [176]. Накопленный мировой опыт развития водородной энергетики свидетельствует, что реализация водородных проектов в текущих экономических реалиях крайне затруднена без государственного стимулирования. Необходимость государственного стимулирования подтверждается Концепцией, где оно рассматривается среди важнейших задач, необходимых для достижения национальной стратегической цели развития водородной энергетики. Кроме того, экономическая теория М. Портера [99], описывающая функционирование промышленных кластеров, подтверждает важность стимулирующей функции государства.

В настоящее время в соответствии с законодательством Российской Федерации существуют различные виды мер государственной поддержки и экономического стимулирования предприятий и организаций для развития новых стратегических отраслей промышленности. При рассмотрении государственного стимулирования развития низкоуглеродной водородной энергетики на основе природного газа необходимо перенимать опыт развития смежных отраслей промышленности. Одним из примеров разработки и внедрения мер государственной поддержки является стимулирование отечественных предприятий в сфере энергосбережения и повышения энергетической эффективности производства, являющейся наиболее близкой к сфере низкоуглеродного развития. К действующим мерам государственного стимулирования в области энергосбережения в Российской Федерации, применимых к газовой отрасли РФ, относятся: инвестиционный налоговый кредит,

механизм ускоренной амортизации основных средств, льготы по налогу на имущество, государственные субсидии, гранты и т.д.

На основании проведенного анализа мер государственного стимулирования смежных отраслей промышленности в России, а также имеющихся наилучших практик государственного стимулирования водородных проектов за рубежом [232] применительно к развитию водородной энергетики на основе природного газа нами систематизированы направления государственного стимулирования (см. рисунок 18), которые по экономическому характеру воздействия можно дифференцировать на три группы (налоговые, финансовые и административные) [88].

Представленные на рисунке 18 направления в основном относятся к сегменту производства водорода, однако для запуска функционирования водородного рынка важны также и меры государственного стимулирования спроса на водород, которые могут включать:

- 1) Предоставление целевых субсидий для потребителей водорода, применяющих определенные технологии в соответствии со списком технологий, утвержденным Правительством Российской Федерации.

- 2) Субсидирование определенной доли цены на водород для отдельных категорий потребителей.

- 3) Формирование законодательной базы, на основании которой производители будут иметь возможность снижать цены на водород для конечных потребителей.

- 4) Субсидирование тарифов на транспортировку и хранение водорода в течение первых нескольких лет.

- 5) Субсидирования инфраструктуры сегментов спроса, например, сетей водородных заправочных станций, хранилищ, емкостей для логистики водорода.

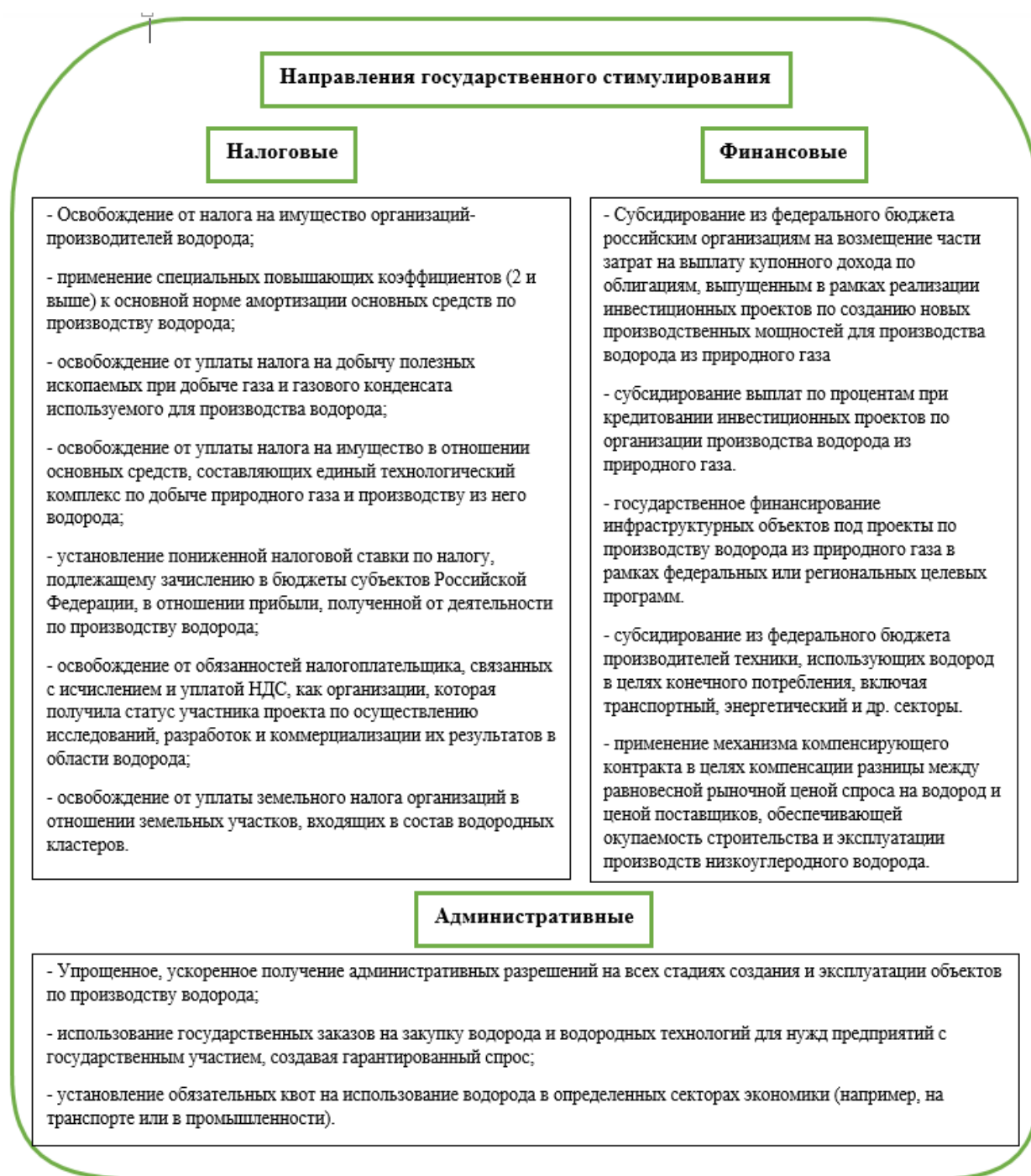


Рис. 18. Направления государственного стимулирования водородной энергетики по экономическому характеру воздействия [88] (разработано автором)

Таким образом, направления государственного стимулирования низкоуглеродной водородной энергетики на основе ресурсов газовой отрасли могут также быть дифференцированы по объекту приложения или целевой адресной направленности на две группы: стимулирование предложения (производства) и стимулирование спроса (см. рисунок 19).

Первая группа включает в себя налоговые, финансовые и административные меры государственного стимулирования, вторая – в основном финансовые и административные (налоговые – возможны, но менее характерны). Примечательно, что мера стимулирования – компенсирующий контракт (на разницу между равновесной рыночной ценой спроса на водород и ценой предложений) обладает общерыночной направленностью, влияя одновременно как на стимулирование спроса, так и предложения путем компенсации со стороны государства ценового разрыва между ценой, выгодной для производителей, обеспечивающей им компенсацию затрат и необходимую норму прибыли, и равновесной ценой покупателей водорода. По мере развития рынка водорода целесообразно постепенно снижать уровень компенсации ценового разрыва [88].

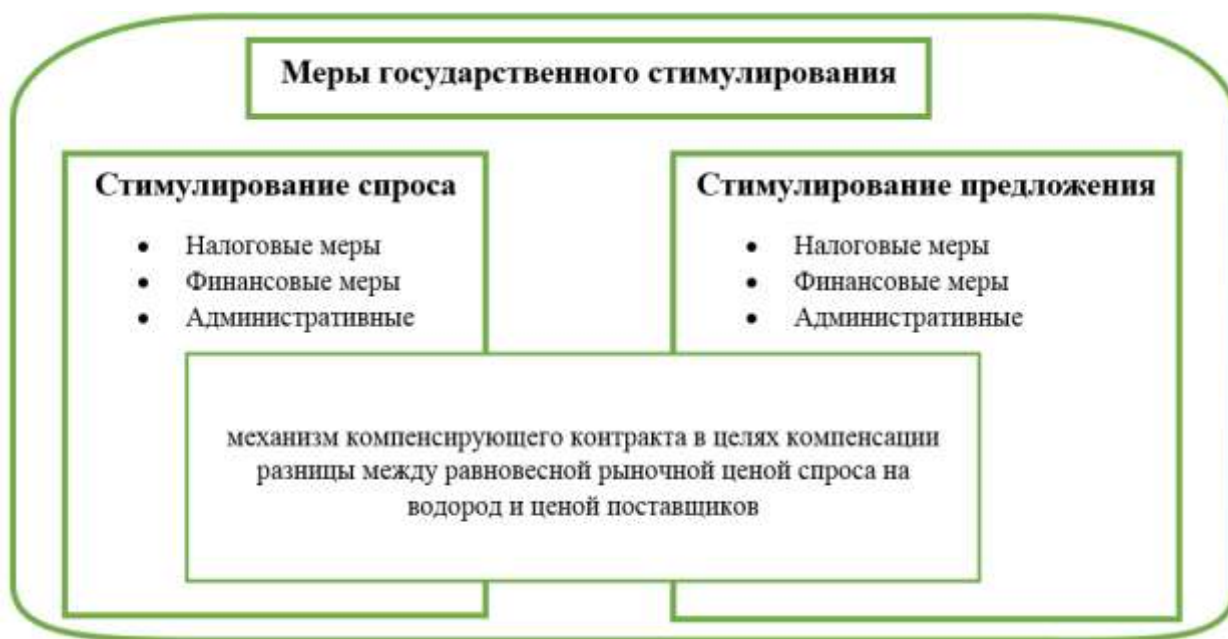


Рис. 19. Направления государственного стимулирования водородной энергетики по адресной направленности (разработано автором) [88]

В части финансовых мер государственного стимулирования (субсидирование, гранты) возможны различные схемы финансирования. Средства могут выделяться из федерального бюджета через специализированные структуры (фонды, банки, корпорации развития и др). В ЕС функционирует специализированный водородный банк, осуществляющий субсидирование водородных проектов на аукционной основе, что подразумевает выбор из

широкого пула заявок наиболее приоритетных проектов [217]. В Российской Федерации в качестве государственных источников финансирования отраслей экономики используются бюджетные ассигнования, утверждаемые вместе с принятием бюджета Российской Федерации, а также средства, выделяемые специализированными национальными институтами развития (ВЭБ.РФ, Фонд развития промышленности, Фонд содействия инновациям и др.).

В бюджете ассигнования для финансирования распределяются в расходной части между национальными и федеральными проектами (далее – НП и ФП соответственно). Основное отличие между ними заключается в их масштабе и приоритетности. ФП являются частью НП и реализуются в рамках конкретных сфер, в то время как национальные проекты формируют комплексные программы, разработанные для достижения определенных стратегических целей.

Применительно к государственному финансированию отдельных водородных проектов и/или региональных водородных кластеров на основе газовой промышленности Российской Федерации среди наиболее подходящих НП и ФП можно выделить национальный проект «Экология» (в т.ч. входящие в его состав федеральные проекты «Чистый воздух» и «Внедрение наилучших доступных технологий»), а также федеральные проекты: «Чистая энергетика», «Электроавтомобиль и водородный автомобиль» и др.

В рамках ФП «Внедрение наилучших доступных технологий» государство субсидирует купон по облигациям, выпущенным для привлечения средств на финансирование проектов, соответствующим требованиям федерального проекта. Субсидии по облигациям предоставляются в размере 70 % суммы фактически понесенных и документально подтвержденных затрат организации на выплату купонного дохода по облигациям [25]. Согласно Постановлению Правительства Российской Федерации от 11 октября 2023 года №1679 в рамках ФП «Чистая энергетика» государство компенсирует научным организациям, предприятиям и компаниям до 70 % затрат на разработку технологий производства, транспортировки и хранения водорода, которые затем будут использованы при реализации крупных проектов в области водородной энергетики [26].

Осуществление государственного финансового стимулирования посредством институтов развития реализуется на базе государственно-частного партнерства. Такие структуры помогают привлечь инвестиции и дать импульс стратегически важным для государства отраслям, если обычных рыночных механизмов для этого недостаточно. Далее приведены примеры некоторых институтов развития, релевантных для развития низкоуглеродных водородных проектов на основе природного газа, и применяемые ими меры государственного финансового стимулирования.

1. ВЭБ. РФ в соответствии с Распоряжением Правительства РФ № 3024-р от 18.11.2020 назначен в качестве методологического центра в области развития инвестиционной деятельности в сфере устойчивого (в том числе зеленого) развития и привлечения внебюджетных средств в дополнение к бюджетным ассигнованиям, предназначенным для реализации проектов развития в Российской Федерации [39]. ВЭБ. РФ в качестве мер поддержки использует: льготное кредитование, гарантии и поручительства, финансовую и гарантийную поддержку экспорта [183].
2. Фонд развития промышленности или ФРП предназначен для предоставления промышленным компаниям займов на льготных условиях в целях импортозамещения и перехода на наилучшие доступные технологии [185]. Для финансирования мероприятий по развитию водородной энергетики были выбраны ключевые, из широкого перечня доступных мер, среди которых:
 - специальный инвестиционный контракт или СПИК, гарантирующий обязательства государства по обеспечению стабильности условий ведения бизнеса и предоставлению поддержки в виде налоговых льгот, инвестиций, преференций в части госзакупок, условий аренды земельных участков и др.
 - подтверждение производства промышленной продукции на территории РФ, обеспечивающее преференции в части госзакупок, а также льготные условия предоставления ряда мер государственной поддержки;
 - промышленная ипотека;

- льготное кредитование в рамках программы ФРП «Экологические проекты»;
- софинансирование проектов и выдача целевых займов в рамках программы ФРП «Проекты развития».

3. Фонд содействия инновациям предоставляет различные гранты.
4. Российский экспортный центр предоставляет различные меры поддержки в рамках экспортно ориентированных проектов, такие как субсидии, помощь в поиске клиентов и партнеров, участие в выставках и конференциях.

Кроме того, опыт некоторых зарубежных стран (в т.ч. Чили, Индия, Бразилия) [224] в области суверенных «зеленых» облигаций свидетельствует о том, что помимо вышеописанных действующих источников государственного финансового стимулирования в перспективе в России может быть также задействован механизм «зеленых» государственных облигаций для финансирования водородных проектов на основе природного газа. Государственная гарантия по данным облигациям делает их более привлекательными для инвесторов. Однако для запуска данного механизма необходимо разработать критерии для водородных проектов, которые могут финансироваться за счет средств данных облигаций, создать систему контроля за целевым использованием средств, а также повысить осведомленность инвестиционного сообщества о наличии данного финансового механизма.

На рисунке 20 систематизирован инструментарий государственного финансового стимулирования развития низкоуглеродной водородной энергетики на основе ресурсов газовой отрасли Российской Федерации. Данный инструментарий наглядно демонстрирует и позволяет системно применять входящие в его состав подходы финансового стимулирования для развития региональных водородных кластеров и отдельных проектов. Рекомендуется в случае создания отдельного нормативно-правового документа, регулирующего функционирование региональных водородных кластеров, в качестве мер государственного финансового стимулирования руководствоваться вышеуказанным инструментарием [88].

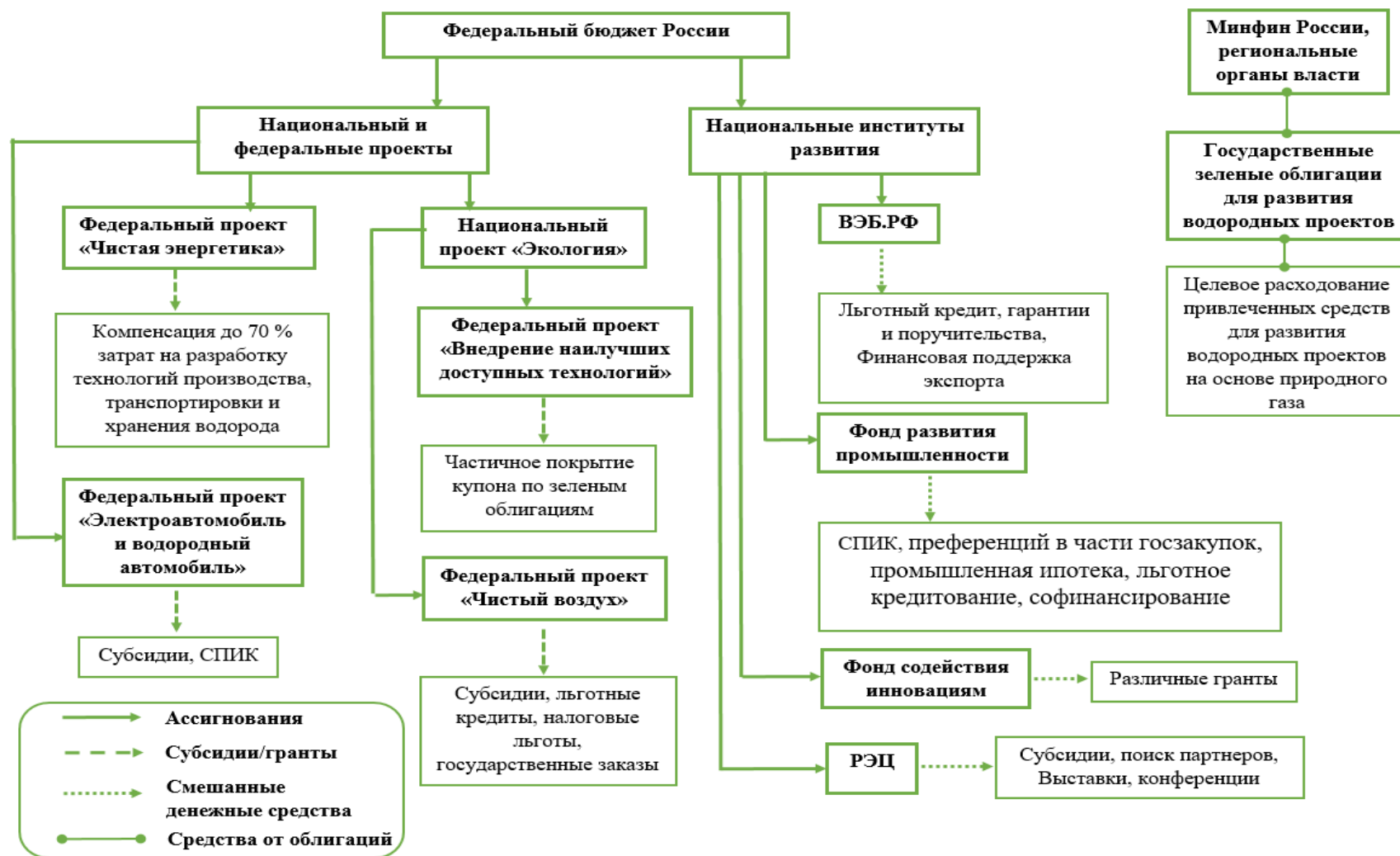


Рис. 20. Инструментарий государственного финансового стимулирования развития водородной энергетики на основе ресурсов газовой отрасли Российской Федерации (разработано автором) [88]

3.3. Методика оценки углеродного следа производства водорода из ресурсов газовой отрасли

Одним из ключевых элементов концепции использования ресурсов газовой отрасли России в современных экономических реалиях и условиях решения проблемы снижения углеродного следа является развитие водородной энергетики на основе природного газа и сероводорода. Низкоуглеродные водородные технологии и продукты рассматриваются как фактор энергоперехода [208] и могут способствовать не только дополнительной монетизации ресурсов газовой отрасли, но и сокращению углеродоемкости национальной экономики в современных условиях энергополитики ЕС и национального низкоуглеродного развития.

В соответствии с Концепцией развития водородной энергетики в Российской Федерации: «Основным критерием оценки технологий водородной энергетики с точки зрения воздействия на климат должен являться объем выбросов углекислого газа на протяжении жизненного цикла водородных энергоносителей (углеродный след)» [28]. Важно отметить, что Водородной дорожной картой установлен целевой показатель по производству конкретно низкоуглеродного водорода на уровне 550 тыс. тонн к 2030 году [84]. Потенциальные страны-покупатели российского водорода (страны ЕС, Китай, Турция, страны Средней Азии и др.) заинтересованы в приобретении прежде всего низкоуглеродного водорода в целях декарбонизации своих национальных экономик.

Таким образом, актуальной задачей представляется оценка углеродного следа российского водорода, получаемого из ресурсов газовой отрасли РФ, а также установление критериев для признания водорода «низкоуглеродным» в рамках национальных подходов по сертификации водорода. Учитывая, что в настоящий момент в России отсутствует утвержденная национальная методика оценки углеродного следа производства водорода, важной прикладной задачей низкоуглеродной экономики представляется разработка методических рекомендаций, которые позволят корректно оценивать углеродный след производства водорода, получаемого из ресурсов газовой отрасли.

Основным сырьем для промышленного получения водорода не только в

России, но и в мире является метан [222]. В исследованиях [85,115,116] нами было продемонстрировано, что помимо метана альтернативным сырьем для производства водорода из ресурсов газовой отрасли является сероводород, который присутствует в больших количествах в качестве побочного продукта переработки и кондиционирования природного газа, синтез-газа и газов переработки (в т.ч. попутного нефтяного газа). Ресурсная база российской газовой промышленности включает в свой состав ряд крупных высокосернистых месторождений (например, Астраханское и Оренбургское газоконденсатные месторождения и др.), природный газ которых может послужить источником для получения сероводорода, который в дальнейшем может быть использован для получения водорода. Перспективность получения водорода из сероводорода обуславливается также тем, что современные методы переработки сероводорода, основанные на процессе Клауса, продуктом которого является элементарная сера, имеют ряд существенных недостатков: неэффективное энергетическое использование сероводорода, существенный экологический ущерб за счет выбросов оксидов серы (SO_x). Для минимизации экологического ущерба необходимо проводить очистку отходящих газов от оксидов серы и сероводорода, что является определяющим фактором рентабельности процесса переработки сероводорода. Из-за существенного перепроизводства серы необходимо учитывать высокие затраты на ее утилизацию, что приводит к удорожанию современных методов переработки сероводорода. Дополнительным импульсом развития водорода из сероводорода может стать фактор наличия в дружественных странах (страны Средней Азии, Китай [114]) месторождений с высоким содержанием сероводорода и сопутствующих возможностей по сотрудничеству в рамках данного направления [85,115,116].

Значительные объемы производства водородсодержащего газа в России из природного газа, в том числе в рамках предложенных водородных региональных кластеров (см. таблицу 11) вместе с вышеобозначенным потенциалом по производству водорода из сероводорода обуславливают целесообразность проведения оценки углеродного следа данных способов получения водорода. В

современных экономических условиях уровень углеродного следа производства водорода является одной из наиболее важных характеристик, определяющих уровень востребованности водорода как на внутреннем, так и на зарубежных рынках.

Таким образом, в рамках данного исследования нами разработана методика расчета, позволяющая провести оценку углеродного следа производства водорода из ресурсов газовой отрасли (метан CH_4 , сероводород). Данная методика позволит предприятиям газовой отрасли определять уровень углеродного следа производимой водородной продукции, что будет способствовать выявлению наиболее востребованных, низкоуглеродных способов производства водорода и, соответственно, привлечению инвестиций в технологии, имеющие наименьший углеродный след. Предлагаемая методика позволит осуществлять маркировку углеродного следа водородной продукции, ранжировать производителей и их способы производства водорода от наименее углеродоемких к имеющим наибольший углеродный след, что будет являться важным фактором конкуренции на формирующемся водородном рынке, стимулирующим производителей снижать выбросы парниковых газов на жизненном цикле производства.

Методика расчета позволяет определить, в каком именно сегменте хозяйственной деятельности по производству водорода образуются наибольшие выбросы парниковых газов, что дает возможность производителям водорода проводить целевую системную работу по сокращению выбросов в выявленном сегменте, способствуя совокупному снижению углеродного следа и, соответственно, получению более высокомаржинальной, премиальной водородной продукции.

Объективная оценка выбросов парниковых газов на всем технологическом цикле производства водорода в соответствии с предлагаемой методикой может быть использована в рамках национальных подходов в области сертификации водорода, что, в свою очередь, будет способствовать установлению численных критериев «низкоуглеродного» водорода.

Методика подготовлена с учетом требований, установленных следующими

стандартами и руководствами: Greenhouse Gas Protocol. Product Life Cycle Accounting and Reporting Standard [223], ГОСТ Р ИСО 14044-2021 «Экологический менеджмент. Оценка жизненного цикла. Требования и рекомендации» [47], ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 «Газы парниковые. Часть 1. Требования и руководство по количественному определению и отчетности о выбросах и поглощении парниковых газов на уровне организации» [48], ГОСТ Р ИСО 14067-2021 «Газы парниковые. Углеродный след продукции. Требования и руководящие указания по количественному определению» [49], Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК 2006 г. [194], приказ Минприроды от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методики количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов» [50], китайский стандарте T/CAB 0078-2020 [199], директива Еврокомиссии – Directive (EU) 2018/2001 [141].

Для оценки нами предлагается проводить расчет по следующим формулам:

$$УС_i = ПГ_{доб.i} + ПГ_{трансп.i} + ПГ_{произв.i}, \quad (1)$$

где

$УС_i$ – углеродный след производства водорода из ресурсов газовой отрасли в рамках способа производства i , кг CO_2 -экв./ кг H_2 ;

$ПГ_{доб.i}$ – выбросы парниковых газов от добычи природного газа, используемого для производства водорода способом i , кг CO_2 -экв./ кг H_2 ;

$ПГ_{трансп.i}$ – выбросы парниковых газов от транспортировки природного газа, используемого для производства водорода способом i , кг CO_2 -экв./ кг H_2 ;

$ПГ_{произв.i}$ – выбросы парниковых газов от технологических процессов производства водорода в рамках способа производства i , кг CO_2 -экв./ кг H_2 .

$$ПГ_{доб.i} = (m_{сыр.i} + m_{топ.i}) \cdot ПГ_{доб.i}^{уд}, \quad (2)$$

где

$m_{сыр.i}$ – количество сырьевого метана, используемого для производства водорода способом i , кг CH_4 / кг H_2 ;

$m_{топ.i}$ – количество топливного метана, используемого для производства

водорода способом i , кг CH_4 / кг H_2 ;

$\text{ПГ}_{\text{доб.}i}^{\text{уд}}$ – удельные выбросы парниковых газов от добычи природного газа, используемого для производства водорода способом i , кг CO_2 -экв./ кг CH_4 .

Удельные выбросы парниковых газов от добычи природного газа $\text{ПГ}_{\text{доб.}i}^{\text{уд}}$ могут быть приняты по данным корпоративной отчетности о выбросах парниковых газов, доступным справочным сведениям или получены путем отношения суммы выбросов парниковых газов от добычи газа (выбросы от стационарного, факельного сжигания топлива вместе с фугитивными выбросами)⁶ к общему объему добытого метана.

$$\text{ПГ}_{\text{трансп.}i} = (m_{\text{сыр.}i} + m_{\text{топ.}i}) \cdot \text{ПГ}_{\text{трансп.}i}^{\text{уд}}, \quad (3)$$

где

$\text{ПГ}_{\text{трансп.}i}^{\text{уд}}$ – удельные выбросы парниковых газов от транспортировки природного газа, используемого для производства водорода способом i , кг CO_2 -экв./ кг CH_4 .

В случае производства водорода непосредственно в месте добычи $\text{ПГ}_{\text{трансп.}i} = 0$.

Удельные выбросы парниковых газов от транспортировки природного газа $\text{ПГ}_{\text{трансп.}i}^{\text{уд}}$ могут быть приняты по данным корпоративной отчетности о выбросах парниковых газов, доступным справочным сведениям или получены путем отношения суммы выбросов парниковых газов от транспортировки газа (выбросы от стационарного, факельного сжигания топлива вместе с фугитивными выбросами)⁶ к общему объему протранспортированного метана. В случае СПГ к совокупным выбросам от транспортировки добавляются также выбросы от сжижения и регазификации газа.

$$\text{ПГ}_{\text{произв.}i} = \text{ПГ}_{\text{топл.}i}^{\text{прям}} + \text{ПГ}_{\text{процесс.}i}^{\text{прям}} + \text{ПГ}_{\text{электро.}i}^{\text{косв}}, \quad (4)$$

⁶ Каждый из компонентов данных выбросов рассчитывается в соответствии с методикой, утверждённой с приказом Минприроды России от 27.05.2022 № 371 [50]

где

$ПГ_{топл.i}^{прям}$ – прямые выбросы парниковых газов, образующиеся при выработке тепловой энергии (от сжигания метана как топливного газа), необходимой для технологических процессов производства водорода способом i , кг CO_2 -экв./ кг H_2 ;

$ПГ_{процесс.i}^{прям}$ – прямые выбросы парниковых газов, образующиеся в процессе реакции производства водорода способом i , кг CO_2 -экв./ кг H_2 (в случае производства водорода из сероводорода данный показатель равен 0, поскольку в процессе реакции выбросы отсутствуют);

$ПГ_{электро.i}^{косв}$ – косвенные выбросы парниковых газов, образующиеся при производстве электроэнергии, необходимой для технологических процессов производства и очистки водорода способом i , кг CO_2 -экв./ кг H_2 .

Фактически показатель $ПГ_{топл.i}^{прям}$ представляет собой стационарное сжигание метана, которое с учетом формул (1.1) и (1.4) Приложения №2 к методике количественного определения объема выбросов парниковых газов, утвержденной приказом Минприроды России от 27.05.2022 № 371 [50], при коэффициенте окисления метана равном 1 может быть рассчитано следующим образом:

$$ПГ_{топл.i}^{прям} = m_{топл.i} \cdot 2,744, \quad (5)$$

В случае использования для сжигания иного топлива помимо метана показатель $ПГ_{топл.i}^{прям}$ может быть рассчитан по формуле (1.4) Приложения №2 к методике количественного определения объема выбросов парниковых газов, утвержденной приказом Минприроды России от 27.05.2022 № 371 [50].

$$ПГ_{электро.i}^{косв} = e_i \cdot ПГ_{электро.i}^{уд}, \quad (6)$$

где

e_i – количество электроэнергии, необходимой для технологических процессов производства водорода способом i , кВт*ч./ кг H_2 ;

$ПГ_{электро.i}^{уд}$ – коэффициент выбросов парниковых газов от электроэнергии, кг CO_2 -экв./ кВт*ч. принимается на основании данных корпоративной отчетности генерирующих компаний, доступной справочной информации, а также данных, публикуемых коммерческим оператором оптового рынка электроэнергии.

Экономическая оценка углеродного следа определяется следующим образом (ЭО УС):

$$\text{ЭО УС} = \text{УС}_i \times \text{Н}_6, \quad (7)$$

где

УС_i – углеродный след производства водорода из ресурсов газовой отрасли в рамках способа производства i , кг CO_2 -экв./ кг H_2 ;

Н_6 – стоимостная характеристика углеродной единицы, руб./ кг CO_2 -экв.

Экономическая оценка углеродного следа позволяет сформировать механизм определения уровня затрат, необходимого для полной компенсации углеродного следа, т.е. достижение нетто-нулевого уровня производства водорода из ресурсов газовой отрасли.

Предложенная методика позволила нам в работах [85,115,116] оценить углеродный след производства водорода из сероводорода. Для оценки нами были выбраны сероводородная конверсия метана и плазмохимическое разложение сероводорода в дуговой термической плазме как наиболее перспективные технологии получения водорода с точки зрения возможности их масштабирования.

В соответствии с проведенными нами исследованиями [85,115,116] одним из наиболее перспективных источников сероводородного сырья является состав кислого природного газа Астраханского месторождения в России, в составе которого около 25% сероводорода, около 14% – диоксида углерода. Представленный состав газа не позволяет напрямую использовать его в процессах конверсии сероводорода в водород, однако в комплексе для подготовки добываемого газа до требований к транспортировке используется установка аминовой очистки, за счет которой можно селективно достигать высокой концентрации сероводорода. В рамках настоящей работы предполагается, что в качестве базового сырья будет использован компонентный состав, который будет кондиционироваться под требования технологий получения водорода из сероводорода за счет действующих мощностей на объекте добычи и подготовке

природного газа [85,115,116].



Рис. 21. Границы проведения оценки выбросов парниковых газов при производстве водорода из сероводорода [85,115,116]

При проведении оценки углеродного следа (область охвата «cradle-to-gate») на объектах добычи были учтены следующие категории выбросов (см. рисунок 21):

- выбросы парниковых газов от производства электроэнергии для обеспечения технологических процессов;
- прямые выбросы при производстве водорода из сероводорода;
- выбросы, сопутствующие добыче природного газа на Астраханском месторождении, включая стационарное сжигание топлива, сжигание на факелах и сжигания топлива в автотранспорте (0,026 т CO₂-экв./тыс. м³ природного газа)⁷;
- выбросы на компрессорных станциях и линейной части магистральных газопроводов при транспортировке природного газа от места добычи до места производства водорода эквиваленты 0, в связи с тем, что организация производства водорода из сероводорода рассматривается непосредственно на месте добычи природного газа с высокой концентрацией сероводорода.

При учете выбросов принимались следующие показатели:

- низшая теплота сгорания (НТС) метана принята – 50,00 МДж/кг, НТС

⁷ Оценка с учетом данных по выбросам за 2023 г.

водорода принята – 120,21 МДж/кг, плотность (при ст. у.) метана – 0,668 кг/м³, плотность (при ст. у.) водорода – 0,08376 кг/м³; плотность (при ст. у.) диоксида углерода – 1,8393 кг/м³, плотность (при ст. у.) сероводорода – 1,434 кг/м³;

- переводной расчетный коэффициент выбросов метана – 1 кг CH₄ = 25 кг CO₂экв. [50];
- коэффициент выбросов парниковых газов по Первой синхронной зоне ЕЭС России – 0,379 кг CO₂ экв./кВт*ч (выбросы при генерации сетевой электроэнергии);
- данные по удельному углеродному следу для технологий получения водорода из сероводорода, используемых в оценке были взяты на основании термодинамических расчетов и моделирования (в расчет были включены затраты метана на обеспечение работоспособности процессов), а также информации о процессах, гармонизированной на основе литературных источников;
- выбросы парниковых газов, связанные с затратами на концентрирование потока сероводорода в данной работе, пренебрегаются, т.к. подразумевается использования части потока сероводорода, который направляется в процесс Клауса;
- выбросы, связанные со строительством производственных мощностей для получения водорода и последующим использованием водорода, не рассматриваются в рамках настоящей работы, т.к. с учетом принятых допущений это значение будет меньше, чем погрешность расчетов (около 0,05-0,10 кг CO₂экв./кг H₂) [109,111].

Принимая во внимание результаты анализа оценки жизненного цикла технологий получения водорода из сероводорода [109], удельное потребление энергии (тепловая и электрическая) для технологии сероводородного риформинга метана составляет около 149 МДж/кг H₂ (затраты электроэнергии 7,05 кВт*ч/кг H₂), для технологии разложения сероводорода – примерно 182 МДж/кг H₂ (затраты электроэнергии 10,18 кВт*ч/кг H₂) [118]. Основные затраты электроэнергии

приходятся на компрессор перед аминовой очисткой и системой доочистки водорода на короткоцикловой адсорбции (КЦА) продуктового потока (смеси H_2S и H_2) [111]. Таким образом углеродный след от генерации электроэнергии из сети составляет 2,67 кг CO_2 экв./кг H_2 для процесса сероводородного риформинга метана и 3,86 кг CO_2 экв./кг H_2 для процесса разложения сероводорода. Учитывая удельные затраты метана в качестве топлива на нагрев риформера в 0,67 и 0,82 кг/кг H_2 для сероводородной конверсии метана и термического разложения сероводорода, выбросы диоксида углерода составят порядка 1,84 и 2,24 кг CO_2 /кг H_2 , соответственно. С учетом сопутствующих выбросов при добыче природного газа суммарные выбросы парниковых газов для рассматриваемых процессов составляют 4,65 и 6,13 кг CO_2 экв./кг H_2 для процессов сероводородного риформинга метана и термического разложения сероводорода при использовании электроэнергии от сети [85,115,116].

При этом важно указать, что в непосредственной близости от места добычи природного газа (Астраханское нефтегазоконденсатное месторождение) находится Волжская ГЭС с установленной мощностью 2737 МВт [184]. Согласно оценкам углеродного следа при генерации электроэнергии на гидроэлектростанциях, проведенным в работе [117], показатель выбросов парниковых газов находятся в широком интервале 0,02-0,23 кг CO_2 экв./кВт*ч, при этом большая часть гидроэлектростанций характеризуется углеродным следом генерации электроэнергии менее 0,05 кг CO_2 экв./кВт*ч – данный показатель будет принят для сравнения выбросов парниковых газов при сопоставлении технологий получения водорода без прямых выбросов диоксида углерода. Помимо рассмотренного нами в статьях [85,115] вышеуказанного случая с использованием электрогенерации от ГЭС предлагается в рамках оценки углеродного следа учесть также другие источники возобновляемой электроэнергии: ветряной генерации или фотовольтаики, выбросы парниковых газов которых согласно [236] в среднем составляют 0,011 и 0,048 кг CO_2 экв./кВт*ч соответственно. Если сопоставить технологии получения водорода из сероводорода с щелочным электролизом воды, где удельные энергетические затраты составляют около 52 кВт*ч/кг H_2 [110],

можно отметить, что использование возобновляемых источников энергии позволяет достигать достаточно низких показателей по выбросам парниковых газов (см. таблицу 12) [85,115,116].

Результаты оценки, представленные в таблице 12 демонстрирует, что использование возобновляемых источников энергии для обеспечения электроэнергией процессов получения водорода из сероводорода (сероводородный риформинг метана, термическое разложение сероводорода) и методом электролиза воды (основной конкурирующий метод по сравнению с методами получения водорода из ресурсов газовой отрасли) приводит к сопоставимым показателям по выбросам парниковых газов, а в некоторых случаях из сероводорода можно получить даже более низкоуглеродный водород. В случае использования сетевой электрогенерации углеродный след получения водорода из сероводорода более чем в 3 раза ниже, чем при производстве водорода методом электролиза. Таким образом, получение низкоуглеродного водорода из сероводорода на базе ресурсов газовой отрасли России демонстрирует конкурентноспособный уровень снижения углеродного следа в сравнении с другими передовыми способами производства водорода.

Таблица 12. Выбросы парниковых газов получения водорода с учетом различных способов генерации электроэнергии [85,115,116]

Наименование		Способы генерации электроэнергии			
		Гидроэлектр оэнергия	Фотоволь таика	Ветреная генерация	Сетевая электроэнер гия
Сероводородный риформинг метана	кг CO ₂ экв./ кг H ₂	2,33	2,31	2,05	4,65
Термическое разложение сероводорода		2,78	2,76	2,38	6,13
Щелочной электролиз воды		2,60	2,50	0,57	19,71

При прочих равных и наличии доступа к сырьевому сероводороду,

технологии получения водорода из сероводорода могут составить конкуренцию паровой конверсии метана как с экономической, так и экологической точки зрения. С учетом объемов добычи природного газа с высоким содержанием сероводорода на Астраханском месторождении потенциал получения водорода составляет до 350 тыс. т H_2 /год при полной утилизации извлекаемого сероводорода в процессе сероводородной конверсии метана [85,115,116].

Предложенная методика оценки углеродного следа производства водорода из ресурсов газовой отрасли (природного газа, сероводорода) будет способствовать разработке национальной системы сертификации водорода, устанавливающей численные критерии «низкоуглеродного водорода».

В соответствии с пунктом 13 Концепции «низкоуглеродным» считается водород, полученный [28]:

- из ископаемых топлив, в том числе с применением технологий улавливания углекислого газа, пиролиза углеводородного сырья (технология получения водорода с одновременным получением элементарного углерода) и аналогичных технологий;
- методом паровой конверсии природного газа с использованием тепловой энергии атомной энерготехнологической станции с обеспечением улавливания углекислого газа;
- методом электролиза воды с использованием электроэнергии атомной электростанции, гидроэлектростанции, возобновляемых источников энергии и электроэнергии энергосистемы при условии обеспечения соответствующего углеродного следа.

Кроме того, низкоуглеродным считается водород, углеродный след которого компенсирован за счет реализации климатических проектов (проектов по сокращению выбросов и (или) увеличению поглощения углекислого газа) [28].

При этом численные критерии «низкоуглеродного водорода» на национальном уровне в настоящее время в РФ не установлены. Анализ актуальных схем сертификации и инициатив для отнесения водорода и его производных к низкоуглеродному в различных странах, проведенный нами в рамках исследования

[84] и более подробно детализированный в работах [85,115], демонстрирует широкий разброс в количественном критерии оценки углеродного следа «низкоуглеродного водорода». В настоящее время энергоимпортирующие страны, прежде всего Европейского союза, продвигают искусственно завышенные критерии «низкоуглеродного водорода». В рамках европейской инициативы добровольной сертификации CertifHy [195] установленные лимиты выбросов парниковых газов для «низкоуглеродного водорода» составляют 4,40 кг CO₂-экв/кг H₂, в рамках национальных инициатив Европы (на основе положений Директивы ЕС 2018/2001 о продвижении использования возобновляемых источников энергии RED II [141], а также двух делегированных актов Европейской комиссии [237,238]) и Великобритании [242] - 3,38 кг CO₂-экв/кг H₂ и 2,40 кг CO₂-экв/кг H₂ соответственно (см. рисунок 22).

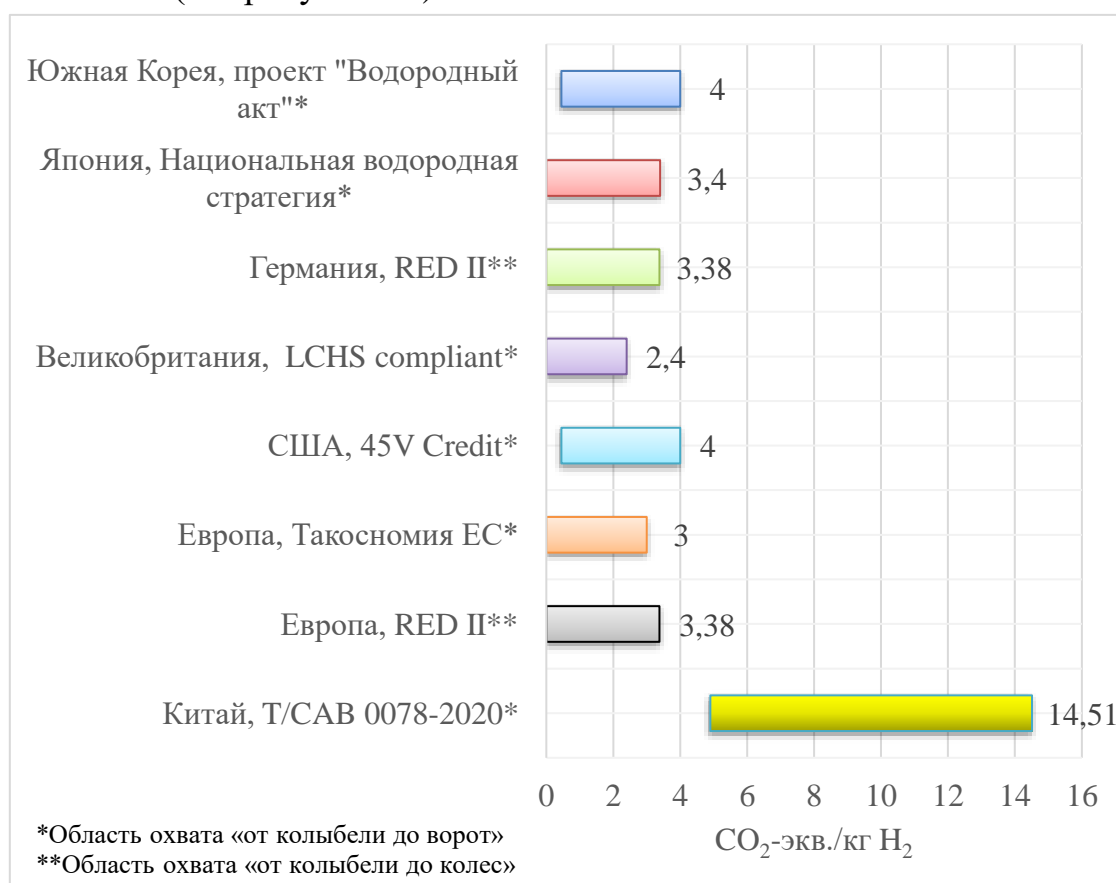


Рис. 22. Предложенные и принятые схемы сертификации низкоуглеродного водорода в мире [84,85,115]

Вышеуказанные лимиты создают условия, при которых только водород из возобновляемых источников энергии сможет быть сертифицирован как

«низкоуглеродный», что фактически противоречит принципам технологической нейтральности и справедливой рыночной конкуренции. В рамках китайской практики сертификации водорода на примере стандарта (T/CAB 0078-2020) предложен альтернативный вышеуказанным европейским инициативам лимит выбросов парниковых газов для «низкоуглеродного водорода» - 14,51 кг CO₂-экв/кг H₂ [84].

Таким образом, углеродный след «низкоуглеродного водорода» в рамках существующих в мире систем сертификации варьируется в интервале от 0 до 14,51 кг CO₂экв./кг H₂ [84,85,115]. На рисунке 22 представлены заявленные показатели низкоуглеродного водорода согласно нормативной документации в различных странах.

В отношении углеродного следа получения водорода из природного газа наиболее распространённым методом парового риформинга метана следует отметить следующее. В работе [82] нами был рассмотрен материальный баланс производства водорода на реально действующей промышленной установке, который продемонстрировал, что выход водорода из воды с учетом предполагаемых потерь составил 48,88%, что с учетом возможных погрешностей можно считать подтверждением того, что при паровой конверсии метана половина получаемого водорода приходится на воду и для этой части водорода углеродный след существенно ниже. Выявлено, что суммарные выбросы парниковых газов при равномерном распределении составят 10,03 кг CO₂-экв/кг H₂. При заданных условиях в рамках парового риформинга природного газа углеродный след водорода из метана составит 15,4-15,7 кг CO₂-экв/кг H₂, а углеродный след водорода из воды составит 4,2-4,5 кг CO₂-экв/кг H₂. Таким образом, почти половина водорода, получаемого методом парового риформинга, производится из воды, и для этой части водорода углеродный след существенно ниже, что может рассматриваться не только как низкоуглеродный, но и как возобновляемый водород [82,85,115].

Поскольку в настоящий момент национальные подходы Российской Федерации в части сертификации низкоуглеродного водорода (в т. ч. методика,

классификация) находятся в стадии разработки, и численные критерии для низкоуглеродного водорода законодательно не закреплены, важно определить, с какими группами стран предстоит гармонизировать соответствующие методологические подходы. Как было указано выше, установленные численные диапазоны выбросов парниковых газов, определяющие низкоуглеродный водород в ЕС, США, Великобритании значительно отличается от практикуемых подходов в Китае и других дружественных странах.

Сравнительный анализ международного опыта в области сертификации водорода вместе с производственной спецификой получения водорода в России, в том числе на объектах Группы Газпром [84,85,115], позволяет судить о том, что в настоящий момент китайские предложения по сертификации на базе стандарта T/CAB 0078-2020 [199] предлагают наиболее сбалансированный и рациональный подход, который может быть использован в целях унификации стандартов, а в случае необходимости гармонизации соответствующего законодательства с дружественными странами в рамках межгосударственного объединения БРИКС+, а также других объединений (ШОС, ЕАЭС, ЭСКАТО и др.) посредством организации рабочих групп и технических диалогов специализированных компаний в области производства и использования водорода.

Достижение целевого показателя по производству низкоуглеродного водорода на уровне 550 тыс. т к 2030 г, установленного Дорожной картой, потребует значительных инвестиций, если при подготовке российской методики в качестве критериев низкоуглеродности будут выбраны завышенные европейские или японские подходы, что, в свою очередь, приведет к потере конкурентоспособности низкоуглеродного водорода по сравнению с тем, который будет сертифицирован в соответствии со стандартами дружественных стран, в том числе, с рассмотренным китайским стандартом. Нельзя также не учитывать, что в настоящее время азиатское направление представляется одним из наиболее перспективных векторов сотрудничества в данной области (доля стран Азиатско-Тихоокеанского региона в общем объеме экспорта российских энергоресурсов, предусмотренная планом мероприятий по реализации Энергетической стратегии

Российской Федерации на период до 2035 года увеличена с 40% до 49% в соответствии с распоряжением Правительства Российской Федерации от 28.02.2024 № 444 - р [40]). Принимая во внимание интенсификацию энергетического сотрудничества в рамках БРИКС, председательство Российской Федерации в данной организации в 2024 г., а также инициативу Российского энергетического агентства по взаимному признанию сертификации водорода с потенциальными партнерами из стран БРИКС, представляется целесообразным унифицировать требования в части сертификации водорода между странами БРИКС с учетом имеющихся технологических возможностей и экономической целесообразности в целях предотвращения создания завышенных критериев низкоуглеродности водорода, способных негативно повлиять на развитие водородного направления и его торговлю в частности [84].

Отсутствие в Российской Федерации методологии и установленных требований в части сертификации водорода, включающей в себя численные критерии углеродного следа, определяющие низкоуглеродный водород, указывает на возможные риски и неопределенности для газовой отрасли как крупнейшего потенциального производителя низкоуглеродного водорода, что, в свою очередь, затрудняет развитие рынка низкоуглеродного водорода. В связи с этим на базе проведенных нами исследований [84,85,115] предлагаются следующие рекомендации в части национальных подходов к сертификации водорода в России.

1. В соответствии с пунктом 13 Концепции: «Основным критерием оценки технологий водородной энергетики с точки зрения воздействия на климат должен являться объем выбросов углекислого газа на протяжении жизненного цикла водородных энергоносителей (углеродный след)». В этой связи предлагается использование углеродного следа в качестве единственного основного критерия оценки в рамках сертификации водорода.

2. Учитывая более реалистичные показатели «низкоуглеродного водорода» в рамках китайского стандарта (Т/САН 0078-2020), а также предусмотренное Концепцией развития водородной энергетики в Российской Федерации, определение «низкоуглеродного водорода», включающее в себя водород,

полученный из ископаемых топлив (в том числе с применением технологий улавливания углекислого газа, пиролиза углеводородного сырья и аналогичных технологий; методом паровой конверсии природного газа), представляется целесообразным при разработке российского критерия «низкоуглеродного водорода» ориентироваться на вышеуказанные наработки Китая. В новых экономических реалиях функционирования газовой отрасли РФ (ограничительная энергетическая политика ЕС, низкоуглеродный тренд) китайский энергетический рынок является целевым и одним из наиболее приоритетных, что является дополнительным аргументом в пользу ориентации на более сбалансированный и реалистичный китайский стандарт (Т/СAB 0078-2020).

С точки зрения углеродного следа, технологии получения водорода из сероводорода имеют преимущество в силу отсутствия прямых выбросов диоксида углерода. Результаты проведенной оценки углеродного следа производства водорода из сероводорода свидетельствуют о низком уровне выбросов парниковых газов, сопоставимом с углеродным следом получения водорода методом электролиза, а в некоторых случаях демонстрируют даже более низкие выбросы (см. таблицу 12). Учитывая вышеуказанные результаты, демонстрирующие низкий уровень углеродного следа получения водорода из сероводорода, рекомендуется расширить определение «низкоуглеродный водород», установленное Концепцией развития водородной энергетики в Российской Федерации, включив в него водород, получаемый из сероводорода путем сероводородной конверсии метана и термического разложения сероводорода.

3. На международном уровне в целях противодействия распространению завышенных европейских требований в части сертификации водорода предлагается популяризировать приемлемые для российской промышленности критерии сертификации водорода с учетом китайских наработок в рамках стандарта Т/СAB 0078-2020, а также использовать их в целях гармонизации соответствующего законодательства на базе межгосударственного объединения БРИКС+ и других объединений (ШОС, ЭСКАТО, ФСЭГ, ЕАЭС и др.).

4. В настоящее время широко распространено использование неофициальной

«цветовой классификации» водорода, в соответствии с которой «зеленым водородом» считается водород, произведенный методом электролиза, «голубым водородом» - полученный методом парового риформинга из природного газа с улавливанием CO_2 и т.д. Однако, данная классификация не имеет под собой научное обоснование, подкрепленное количественной оценкой углеродного следа того или иного способа производства водорода. В связи с этим рекомендуется исключить возможность использования «цветовой классификации» водорода в рамках национальных подходов по сертификации водорода.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках проведенного исследования нами предложены принципы развития ресурсной базы газовой отрасли России в современных экономических реалиях и условиях решения проблемы снижения углеродного следа, на основании которых разработана концепция использования ресурсов газовой отрасли, направленная не только на устойчивый рост денежных потоков от операций с природным газом, но и на системное сокращение выбросов парниковых газов. В ходе диссертационного исследования были сделаны следующие основные выводы:

- рассмотренные современные внешние вызовы обозначили перед газовой отраслью ряд значимых проблем, преодоление которых требует комплексных, системных решений в виде разработки концепции использования ресурсов газовой отрасли, в основе которой предлагаются различные низкоуглеродные решения на базе ресурсов газовой отрасли, снижающие выбросы парниковых газов в секторе «Энергетика» национальной экономики России;

- на основании проведенного макрорегионального анализа газовой отрасли РФ предлагается классифицировать макрорегионы газовой отрасли РФ на три основные группы: высокоразвитые, развитые и развивающиеся. Учитывая стратегические изменения в переориентации газовой отрасли РФ с запада на восток, ускоряемые современными внешними вызовами, высокую перспективу выхода на новый качественный уровень развития будут иметь Ангаро-Енисейский, Южно-Сибирский и Дальневосточный макрорегионы;

- в результате проведенного инфраструктурного анализа газовой отрасли РФ выявлено, что из имеющихся шести экспортных направлений поставок российского трубопроводного природного газа в европейское дальнее зарубежье в условиях текущих внешних вызовов в 2024 г. действовали только украинское и турецкое направления. Вместе с тем наиболее перспективным экспортным направлением для развития отрасли представляет собой азиатское. В целях развития данного направления газовая отрасль РФ осуществляет стратегическую переориентацию на азиатские рынки. Ускорение расширения инфраструктуры и освоения ресурсов на восточном направлении России становится одним из

существенных факторов национального экономического роста в среднесрочной перспективе;

- в результате проведенного анализа влияния текущих санкционно-экономических ограничений на газовую отрасль России рассмотренные ограничительные меры были систематизированы по сфере их приложения, выявлены последствия от их введения на газовую отрасль РФ и описаны меры преодоления данных ограничений, как уже введенные органами власти РФ, так и перспективные, предлагаемые в рамках проводимого исследования;

- проведенный анализ конкуренции по методу «Пяти сил» М. Портера свидетельствует об искусственной природе снижения конкурентоспособности газовой отрасли РФ на рынке ЕС, несмотря на которую, газовая отрасль РФ продолжает сохранять ряд конкурентных преимуществ в виде обширной ресурсной базы, развитого инфраструктурного потенциала, эколого-экономических преимуществ в виде низкого углеродного следа и др. факторов;

- систематизированы направления низкоуглеродного развития газовой отрасли Российской Федерации, демонстрирующие ее значимый вклад в сокращение объема выбросов парниковых газов, что обеспечивает более низкий уровень углеродоемкости энергобаланса России по сравнению не только с общемировым показателем, но и с крупнейшими экономиками мира;

- разница между общими подходами России и ЕС к углеродному регулированию и низкоуглеродному развитию значительна и состоит прежде всего в том, что европейское регулирование ограничивает многообразие подходов по снижению углеродного следа, создавая преференциальные условия стимулирования возобновляемых источников энергии (на финансовом и административном уровне) и искусственные барьеры для реализации инфраструктурных проектов газовой отрасли, в то время как в РФ соблюдается принцип технологической нейтральности и в полной мере учитываются возможности низкоуглеродного развития газовой отрасли РФ;

- на основании проведенного анализа выбросов метана на газотранспортных объектах Единой системы газоснабжения России после

внедрения с 2019 года ряда энергосберегающих мероприятий уточнены действующие национальные коэффициенты выбросов CH_4 и CO_2 при операциях с природным газом в транспортировке и подземном хранении газа, используемые в Национальном кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, что позволяет более корректно, с меньшей степенью неопределенности рассчитывать выбросы парниковых газов в рамках сегментов магистрального транспорта и хранения газа, учитывая комплекс внедренных энергосберегающих мероприятий;

– разработанные принципы развития ресурсной базы газовой отрасли России в современных экономических реалиях и условиях решения проблемы снижения углеродного следа образуют целостную систему принципов, на базе которой возможно обеспечить устойчивое развитие ресурсов газовой отрасли в новых экономических реалиях, способствуя достижению Российской Федерации углеродной нейтральности к 2060 году;

– по результатам исследования нами установлено, что важнейшим элементом разработанной концепции использования ресурсов газовой отрасли является развитие водородной энергетики на основе ресурсов газовой отрасли. При этом продемонстрировано, что перспективным источником производства низкоуглеродного водорода может служить не только природный газ, но и сероводород, имеющийся в достаточном количестве в составе некоторых российских газоконденсатных месторождений (Астраханское, Оренбургское месторождения и др.);

– ввиду того, что развитие низкоуглеродных водородных кластеров и проектов представляет собой капиталоемкое, высокоинновационное направление национальной экономики, требующее поддержки со стороны государства, в исследовании нами были систематизированы направления государственного стимулирования региональных водородных кластеров и пилотных проектов на основе ресурсов газовой отрасли, что дает возможность сформировать инструментарий государственного финансового обеспечения водородной энергетики на основе ресурсов газовой отрасли Российской Федерации;

– разработанная методика оценки углеродного следа производства водорода из ресурсов газовой отрасли позволит предприятиям газовой отрасли определять углеродный след производимой продукции, что будет способствовать выявлению наиболее востребованных, низкоуглеродных способов производства водорода и, соответственно, привлечению инвестиций в технологии, имеющие наименьший углеродный след;

– по результатам апробации предлагаемой методики на примере оценки углеродного следа получения водорода из сероводорода было установлено, что данный способ получения водорода имеет низкие выбросы парниковых газов на всем жизненном цикле, что подтверждает его перспективность в контексте низкоуглеродной экономики;

– сравнительный анализ международного опыта в области сертификации водорода вместе с производственной спецификой получения водорода в России, в том числе на объектах Группы Газпром, позволяет судить о том, что в настоящий момент китайские предложения по определению границ низкоуглеродного водорода на базе стандарта Т/САН 0078-2020 предлагают наиболее сбалансированный и рациональный подход, который может быть использован в целях унификации стандартов, а в случае необходимости гармонизации соответствующего законодательства с дружественными странами в рамках межгосударственного объединения БРИКС+, а также других объединений (ШОС, ЕАЭС, ЭСКАТО и др.) посредством организации рабочих групп и технических диалогов специализированных компаний в области производства и использования водорода.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон от 18.07.2006 № 117-ФЗ «Об экспорте газа»
2. Федеральный закон от 22.07.2005 № 116-ФЗ (ред. от 04.11.2022) «Об особых экономических зонах в Российской Федерации»
3. Федеральный закон от 31.12.2014 № 488-ФЗ (ред. от 05.12.2022) «О промышленной политике в Российской Федерации» (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.03.2023)
4. Федеральный закон от 02.07.2021 г. № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов»
5. Федеральный закон от 06.03.2022 № 34-ФЗ «О проведении эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов в отдельных субъектах Российской Федерации»
6. Федеральный закон от 13.06.2023 № 230-ФЗ «О внесении изменений в Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях»
7. Федеральный закон от 04.08.2023 № 489-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об электроэнергетике»
8. Федеральный закон от 02.11.2023 № 514-ФЗ "О внесении изменений в статьи 2 и 3 Федерального закона «Об экспорте газа»
9. Федеральный закон от 21.11.2022 № 443-ФЗ (ред. от 08.08.2024) «О внесении изменений в статью 4 части первой, часть вторую Налогового кодекса Российской Федерации и отдельные законодательные акты Российской Федерации»
10. Поправка от 4 марта 2022 г. к Федеральному закону от 28 декабря 2012 года № 272-ФЗ «О мерах воздействия на лиц, причастных к нарушениям основополагающих прав и свобод человека, прав и свобод граждан Российской Федерации»
11. Указ Президента Российской Федерации от 25.04.2023 № 302 «О временном управлении некоторым имуществом»

12. Распоряжение Президента Российской Федерации от 06.02.2023 № 26-рп «О специальном решении о совершении сделки публичным акционерным обществом «Газпром»»

13. Указ Президента Российской Федерации от 30.12.2022 № 992 «О внесении изменений в Указ Президента Российской Федерации от 31 марта 2022 г. № 172 «О специальном порядке исполнения иностранными покупателями обязательств перед российскими поставщиками природного газа»

14. Указ Президента РФ от 31.03.2022 № 172 «О специальном порядке исполнения иностранными покупателями обязательств перед российскими поставщиками природного газа»

15. Указ Президента Российской Федерации от 04.11.2020 № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов»

16. Указ Президента РФ от 13.05.2019 № 216 «Об утверждении Доктрины энергетической безопасности Российской Федерации»

17. Постановление Правительства Российской Федерации от 11 мая 2022 г. № 851 О мерах по реализации Указа Президента Российской Федерации от 3 мая 2022 г. № 252 «О применении ответных специальных экономических мер в связи с недружественными действиями некоторых иностранных государств и международных организаций»

18. Постановление Правительства РФ от 29.12.2000 № 1021 (ред. от 26.10.2022) «О государственном регулировании цен на газ, тарифов на услуги по его транспортировке...»

19. Постановление Правительства РФ от 29.03.2022 № 506 (ред. от 28.06.2023) «О товарах (группах товаров), в отношении которых не могут применяться отдельные положения Гражданского кодекса Российской Федерации о защите исключительных прав на результаты интеллектуальной деятельности ...»

20. Постановление Правительства Российской Федерации от 02.11.2022 № 1959 «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации»

21. Постановление Правительства РФ от 31.03.2022 № 522 (ред. от 14.04.2022) «О внесении изменений в Правила предоставления субсидии из федерального бюджета автономной некоммерческой организации «Агентство по технологическому развитию» на поддержку проектов, предусматривающих разработку конструкторской документации на комплектующие изделия, необходимые для отраслей промышленности»

22. Постановление Правительства РФ от 12.08.2023 № 1328 «О внесении изменений в Постановление Правительства Российской Федерации от 9 мая 2022 г. № 839»

23. Постановление Правительства РФ от 30 сентября 2023 г. № 1615 «О внесении изменения в Постановление Правительства Российской Федерации от 30 декабря 2022 г. № 2544»

24. Постановление Правительства РФ от 30.04.2022 № 790 (ред. от 04.04.2024) «Об утверждении Правил создания и ведения реестра углеродных единиц, а также проведения операций с углеродными единицами в реестре углеродных единиц»

25. Постановление Правительства Российской Федерации от 30.04.2019 №541 «Об утверждении Правил предоставления субсидий из федерального бюджета российским организациям на возмещение части затрат на выплату купонного дохода по облигациям, выпущенным в рамках реализации инвестиционных проектов по внедрению наилучших доступных технологий ...»

26. Постановление Правительства Российской Федерации от 11 октября 2023 года №1679 «Об утверждении Правил предоставления субсидий из федерального бюджета на компенсацию части затрат на реализацию проектов в сфере технологий производства, транспортировки и хранения водорода для крупных экспортно ориентированных проектов»

27. Постановление Правительства РФ от 21.09.2021 № 1587 (ред. от 30.12.2023) «Об утверждении критериев проектов устойчивого (в том числе зеленого) развития в Российской Федерации и требований к системе верификации инструментов финансирования устойчивого развития в Российской Федерации»

28. Распоряжение Правительства РФ от 05.08.2021 № 2162-р «Об утверждении Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации»

29. Распоряжение Правительства РФ от 13.02.2019 № 207-р (ред. от 30.09.2022) «Об утверждении Стратегии пространственного развития Российской Федерации на период до 2025 года»

30. Распоряжение Правительства РФ от 15.09.2022 № 2634-р «О выделении в 2022 году Минпромторгу России бюджетных ассигнований из резервного фонда Правительства Российской Федерации на предоставление субсидий из федерального бюджета федеральному государственному автономному учреждению «Российский фонд технологического развития» ...»

31. Распоряжение Правительства РФ от 22.02.2023 № 449-р «О направлении в 2023 году Минпромторгу России бюджетных ассигнований на финансовое обеспечение предоставления субсидий из федерального бюджета российским кредитным организациям и государственной корпорации развития «ВЭБ.РФ» на возмещение недополученных ими доходов по кредитам, предоставленным российским организациям промышленности»

32. Распоряжение Правительства РФ от 28.07.2022 № 2069-р «О выделении Минэнерго в 2022 году бюджетных ассигнований на предоставление субсидий кредитным организациям на возмещение недополученных ими доходов по кредитам, выданных системообразующим организациям»

33. Распоряжение Правительства РФ от 22.04.2022 № 977-р (ред. от 29.12.2022) «О выделении Минвостокразвития России в 2022 году бюджетных ассигнований из резервного фонда Правительства Российской Федерации на предоставление субсидий из федерального бюджета российским кредитным организациям и государственной корпорации развития «ВЭБ.РФ» ...»

34. Распоряжение Правительства РФ от 29 сентября 2022 г. № 2848-р «О выделении в 2022 г. Минпромторгу России бюджетных ассигнований из резервного фонда Правительства РФ на предоставление субсидий российским

организациям на финансовое обеспечение затрат на проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ ...»

35. Распоряжение Правительства РФ от 17.08.2022 № 2289-р «О выделении Минпромторгу России из резервного фонда Правительства Российской Федерации в 2022 году бюджетных ассигнований на предоставление субсидий российским организациям на финансовое обеспечение затрат на проведение научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ по современным технологиям»

36. Распоряжение Правительства РФ от 29.09.2022 № 2847-р (ред. от 13.12.2022) «О выделении Минэкономразвития России в 2022 году бюджетных ассигнований на предоставление субсидий из федерального бюджета кредитным организациям, некредитным финансовым организациям, которые осуществляют деятельность по предоставлению кредитов (займов), или государственной корпорации развития «ВЭБ.РФ» ...»

37. Распоряжение Правительства РФ от 14.07.2021 № 1912-р «Об утверждении целей и основных направлений устойчивого (в том числе зеленого) развития Российской Федерации»

38. Распоряжение Правительства Российской Федерации от 11.03.2023 № 559-р «Об утверждении национального плана мероприятий второго этапа адаптации к изменениям климата на период до 2025 года»

39. Распоряжение Правительства РФ от 18.11.2020 № 3024-р (ред. от 22.09.2023) «О координирующей роли Минэкономразвития России по вопросам развития инвестиционной деятельности и привлечения внебюджетных средств в проекты устойчивого (в том числе зеленого) развития в Российской Федерации»

40. Распоряжение Правительства РФ от 28.02.2024 № 444-р «О внесении изменений в распоряжения Правительства РФ от 09.06.2020 № 1523-р и от 01.06.2021 № 1447-р»

41. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 г. (утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 9 июня 2020 г. № 1523-р)

42. Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона (утв. Приказом Минпромэнерго РФ от 03.09.2007 № 340)

43. Долгосрочная программа развития производства сжиженного природного газа в Российской Федерации (утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 16 марта 2021 г. № 640-р)

44. Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года (утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 29 октября 2021 г. № 3052-р)

45. Климатическая доктрина Российской Федерации (утв. Указом Президента Российской Федерации от 26 октября 2023 г. № 812)

46. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом за 1990-2022 гг. – 2024

47. ГОСТ Р ИСО 14044-2021 «Экологический менеджмент. Оценка жизненного цикла. Требования и рекомендации»

48. ГОСТ Р ИСО 14064-1-2021 «Газы парниковые. Часть 1. Требования и руководство по количественному определению и отчетности о выбросах и поглощении парниковых газов на уровне организации»

49. ГОСТ Р ИСО 14067-2021 «Газы парниковые. Углеродный след продукции. Требования и руководящие указания по количественному определению»

50. Приказ Минприроды России от 27.05.2022 № 371 «Об утверждении методик количественного определения объемов выбросов парниковых газов и поглощений парниковых газов»

51. Аксютин, О.Е., Ишков, А.Г., Романов, К.В., Тетеревлёв, Р.В. Метано-водородная энергия для низкоэмиссионного развития // Газовая промышленность. – 2018. – № 11 (777). – С. 120-125.

52. Аксютин, О.Е., Ишков, А.Г., Тетеревлёв, Р.В., Романов, К.В. Метан, водород, углерод: новые рынки, новые возможности // Транспорт на альтернативном топливе. – 2020. – № 6 (78). – С. 48-59.
53. Аксютин, О.Е. Стратегия «Газпрома»: точки роста спроса на газ // Корпоративный журнал ПАО «Газпром». – 2024. – №1-2 – С. 6-13.
54. Антохина, Ю.А., Жильникова, Н.А., Семенова, Е.Г. Экологическое управление территориальными арктическими природно-техническими комплексами на основе геоинформационных технологий / монография // – СПб.: ГУАП. – 2017. – 237 с.
55. Бездудная, А.Г., Родионов, А.П., Трейман, М.Г. Анализ ситуации с развитием климатических проектов и управление образованием парниковых газов в современной действительности // Вестник Алтайской академии экономики и права. – 2024. – № 2-2. – С. 172-177.
56. Бездудная, А.Г., Смирнов, Р.В., Трейман, М.Г. Особенности развития углеродного менеджмента в современных условиях // Проблемы современной экономики. – 2023. – № 1 (85). – С. 153-156.
57. Бондур, В.Г., Мохов, И.И. Макоско, А.А. и др. Метан и климатические изменения: научные проблемы и технологические аспекты // Коллективная монография под ред. академика РАН В.Г. Бондура, академика РАН И.И. Мохова, члена-корреспондента РАН А.А. Макоско – М.: Российская академия наук. – 2022. – 388 с.
58. Герке, В.Г. Справочное пособие по системам газоснабжения стран Западной Европы. М.: ООО «НИИГазэкономика». – 2019. – 296 с.
59. Герке, В.Г. Справочное пособие по системам газоснабжения стран Азии. М.: ООО «НИИГазэкономика». – 2019. – 124 с.
60. Глазьев, С.Ю. Битва за лидерство в XXI веке. Россия-США-Китай. Семь вариантов обозримого будущего / монография // – Интеллектуальная Литература. – 2017. – 352 с.
61. Гранберг, А.Г. Основы региональной экономики: Учебник для вузов. М.: ГУ ВШЭ. – 2003. – 495 с.

62. Гривач, А. «Молекулы свободы» в действии // Корпоративный журнал ПАО «Газпром». – 2024. – №1-2. – С. 26-29.
63. Гриценко, А.И., Григорьев, Б.А., Джафаров, К.И. Флагман газовой науки. ВНИИГАЗу – 70 лет. М.: Газпром ВНИИГАЗ. – 2018. – 468 с.
64. Громов, А., Кондратьев С., Широ, А. Внутренний рынок газа на историческом перепутье // Энергетическая политика. – 2023. – № 9 (188) – С. 14-25.
65. Гудков, И.В. Третий энергетический пакет // Нефть, газ и право. – 2010. – № 3. – С.58-66.
66. Ильинский, А.А. и др. Декарбонизация нефтегазового комплекса: приоритеты и организационные модели развития // Север и рынок: формирование экономического порядка. – 2021. – № 1. – С. 33–46.
67. Ильинский, А.А., Афанасьев, М.В., Саитова, А.А. Основы декарбонизации нефтегазовой отрасли: учебник / монография // – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та. – 2022. – 363 с.
68. Ишков, А.Г., Аксютин, О.Е., Романов, К.В., Грачев, В.А. Роль природного газа в реализации целей устойчивого развития // Газовая промышленность. – 2018. – № 7(771). – С.102-114.
69. Ишков, А.Г., Аксютин, О.Е., Романов, К.В., Тетеревлев, Р.В. Роль российского природного газа в развитии водородной энергетики // Энергетическая политика. – 2021. – № 3(157), – С.6-19.
70. Ишков, А.Г., Аксютин, О.Е., Романов, К.В., Недзвецкий, М.Ю., Эдер, Л.В., Пыстина, Н.Б., Косолапова, Е.В. Устойчивое развитие ПАО «Газпром» в условиях низкоуглеродной трансформации мировой экономики // Наука и техника в газовой промышленности. – 2021. – № 3(87). – С.5-14.
71. Ишков, А.Г. и др. Роль метана в изменении климата // Коллективная монография под ред. под ред. д.х.н., профессора А.Г. Ишкова. – 2018. – 135 с.
72. Карпова, С., Лавров, С.Н., Смирнов, А.Г. Международные газовые проекты России: европейский альянс и стратегические альтернативы // Коллективная монография под ред. С.Н. Лаврова. – М.: ТЕИС. –2014. – 280 с.

73. Клименко, А.В. и др. Экология, энергетика, энергосбережение: бюллетень // Коллективная монография под ред. академика РАН А.В. Клименко. — Москва: ПАО «Мосэнерго». — 2022. — № 3. — 32 с. (дата обращения: 21.11.2024)

74. Колошкин, Е.А. Влияние последствий глобального экономического кризиса в связи с пандемией COVID-19 на газовый рынок ЕС // Финансовая экономика. — 2020. — №9 (ч.1). — С.46-50.

75. Колошкин, Е.А. Влияние глобального экономического кризиса в связи с пандемией COVID-19 на тенденции долгосрочного развития энергетического сектора ЕС // Экономика и предпринимательство. — 2020. — №10(123). — С.1346-1351.

76. Колошкин, Е.А. Влияние декарбонизации энергетического сектора ЕС на предприятия производственно-сбытовой цепи газового сектора // Подходы к развитию научных исследований в XXI веке: материалы научной конференции аспирантов СПбГЭУ, посвященной 90-летию Санкт-Петербургского государственного экономического университета, 7 апреля 2020 г. / под науч. ред. д-ра экон. наук, проф. Е. А. Горбашко. — 2020. — С.84-86.

77. Колошкин, Е.А. Инвестиционные процессы в энергетическом секторе ЕС в условиях глобальной рецессии ввиду пандемии COVID-19 // Управление инновационными и инвестиционными процессами и изменениями в условиях цифровой экономики: сборник научных трудов по итогам III международной научно-практической конференции, 27-28 октября 2020 г. / под ред. д.э.н. проф. Г.А. Краюхина, д.э.н. проф. Г.Л. Багиева. — СПб, 2020. — С. 117-121.

78. Колошкин, Е.А. Особенности декарбонизации энергетического сектора ЕС // Проблемы современной экономики. — 2021. — №1. — С.136-140.

79. Колошкин, Е.А. Трубопроводная логистика водорода в разрезе технологий, регулирования и контрактной практики. Часть 1 / А.А. Крутько, Д.А. Скоков, Е.А. Колошкин, А.И. Афонина, В.А. Мазилев // Газовая промышленность. — 2022. — №12(842). — С.64-70.

80. Колошкин, Е.А. Техничко-экономические и регулятивные аспекты трубопроводной логистики водорода // Новые технологии в газовой

промышленности: газ, нефть, энергетика: тезисы докладов XIV Всероссийская конференция молодых ученых, специалистов и студентов (14-18 ноября 2022 г.) // Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина. – Москва, 2022. – С. 664-665.

81. Колошкин, Е.А. Трубопроводная логистика водорода в разрезе технологий, регулирования и контрактной практики. Часть 2 / А.А. Крутько, Д.А. Скоков, Е.А. Колошкин, А.И. Афонина, В.А. Мазилев // Газовая промышленность. – 2023. – №1(843). – С. 70-76.

82. Колошкин, Е.А. Физико-химические аспекты и углеродный след получения водорода из воды и углеводородов / А.Л. Максимов, А.Г. Ишков, А.А. Пименов, А.М. Михайлов, К.В. Романов, Е.А. Колошкин // Записки горного института. – 2024. – №1(265). – С. 87-94.

83. Колошкин, Е.А. Риски использования газотранспортной системы для водородной энергетики / А. Ишков, Н. Нестеров, К. Романов, Е. Колошкин, С. Настич, В. Егоров, В. Лопаткин // Энергетическая политика. – 2024. – №2(193). – С. 56-67.

84. Колошкин, Е.А. Нормативное регулирование оценки углеродного следа при производстве водорода / А. Ишков, К. Романов, Е. Колошкин, Д. Удалов, И. Богдан, Д. Лугвищук, А. Михайлов // Энергетическая политика. – 2024. – №4(195). – С. 54-77.

85. Колошкин, Е.А. Методологические подходы к оценке углеродного следа и сертификации низкоуглеродного водорода/ А.Г. Ишков, О.В. Жданев, К.В. Романов, Е.А. Колошкин, Д.В. Куликов, А.М. Михайлов, К.А. Джусь, Д.С. Лугвищук, И.Б. Богдан, Е.В. Маслова // Альтернативная энергетика и экология (ISJAEЕ). – 2024. – №07(424), с. 183- 208.

86. Колошкин, Е.А. Применение уточненных коэффициентов выбросов парниковых газов при транспортировке и хранении природного газа в национальном кадастре России / А. Ишков, К. Романов, Е. Колошкин, Д. Неретин,

К. Романовская, А. Нахутин, Н. Попов, О. Третьяк // Энергетическая политика. – 2024. – №7(198). – С. 26-37.

87. Колошкин, Е.А. Принципы адаптации газовой отрасли РФ в современных условиях энергетической политики ЕС и национального низкоуглеродного развития // Инновации и инвестиции. – 2024. – №9 – С. 280-285.

88. Колошкин, Е.А. Направление государственного стимулирования региональных водородных кластеров и пилотных проектов на основе ресурсов газовой отрасли // Экономика строительства. – 2024. – №9 – С. 106-109.

89. Колошкин, Е.А. Низкоуглеродный потенциал ресурсов газовой отрасли РФ в современных экономических реалиях и условиях решения проблемы снижения углеродного следа // Финансовые рынки и банки. – 2025. – №1. – С. 194-200.

90. Комлев, С.Л. Гиперволатильность цен на природный газ // Корпоративный журнал «Газпром». – 2021. – №3. – С.40-45.

91. Конопляник, А.А. Эволюция системы ценообразования на мировом энергетическом рынке: экономические последствия для России // Коллективная монография под ред. О.И. Маликовой, Е.С. Орловой. — М: Экономический факультет МГУ имени М.В. Ломоносова. – 2017. – С.128-171.

92. Литвиненко, В.С., Цветков, П.С., Двойников, М.В., Буслаев, Г.В. Барьеры реализации водородных инициатив в контексте устойчивого развития глобальной энергетики // Записки Горного института. – 2020. – Т. 244. – С. 428-438.

93. Маркелов, В.А., Андреев, О.П., Кобылкин, Д.Н. и др. Устойчивое развитие газовой промышленности // Коллективная монография под ред. В.А. Маркелова, О.П. Андреева, Д.Н. Кобылкина. – М.: ООО «Издательский дом Недра». – 2013. – 244 с.

94. Новак, А.В. Российский ТЭК 2022: вызовы, итоги и перспективы // Энергетическая политика. – 2023. – № 2. – С.4-11.

95. Новак, А.В. Декарбонизация отраслей ТЭК: решение климатических задач без ущерба для энергобезопасности. // Энергетическая политика – 2024. – № 7 (198). – С. 8-13.

96. Новак, А.В. Российский ТЭК XXI века: энергия достижений // Энергетическая политика. – 2024. – № 4 (195) – С. 8-18.
97. Пашина, М.А., Разумовский В.М., Трейман М.Г. Региональные инновационные системы как фактор развития территорий // Инновации и инвестиции. – 2023. – № 8. – С. 6-9.
98. Портер, М. Конкурентная стратегия: Методика анализа отраслей и конкурентов. М.: Альпина Паблишер. – 2011. – 453 с.
99. Портер, М. Международная конкуренция: Конкурентные преимущества стран. М.: Интеллектуальная Литература. – 2021. – 948 с.
100. Правосудов, С. Экспортный юбилей // Корпоративный журнал ПАО «Газпром». – 2023. – № 4. – С.6-19.
101. Разумовский, В.М., Бездудная, А.Г. и др. Вопросы устойчивого развития регионов // Монография под редакцией В.М. Разумовского, А.Г. Бездудной. – Санкт-Петербург: Санкт-Петербургский государственный экономический университет. – 2023. – 201 с.
102. Сибгатуллин, А., Петличенко, А., Ишков, А., Романов, К. Оценка потенциала снижения выбросов парниковых газов с учетом перспектив развития газификации регионов России // Энергетическая политика. – 2023. – № 10(189). – С. 30-40.
103. Телегина Е., Сергеев С. "Голубой" водород как долгосрочная экспортная стратегия РФ // Энергетическая политика. – 2022. – №9(175). – С. 42-55.
104. Шкута, А.А. Эпоха метана в Европе: проблемы энергоснабжения европейских стран. М.: Ракурс-М. – 1996. –149 с.
105. Шкута, А.А. Российский газ в Центральной и Восточной Европе. М.: Издательство «Дело и Сервиз». – 1999.– 176 с.
106. Шкута, А.А. Российский газ на европейском рынке энергоносителей. М.: Издательство «Классика». – 2004.– 215 с.
107. Шкута, А.А. Европейский вектор газовой стратегии России. М.: ЭКОН Паблишерз. – 2008.– 192 с.

108. Aksyutin, O.E., Ishkov A.G., Romanov, K.V., Grachev, V.A. The carbon footprint of natural gas and its role in the carbon footprint of energy production // GEOMATE Journal. – 2018. – №15(48). – P.155–160.
109. Ali, S.M., Alkhatib, I.I.I., AlHajaj, A., Vega, L.F. How sustainable and profitable are large-scale hydrogen production plants from CH₄ and H₂S? // Journal of Cleaner Production.– 2023.– Vol. 428(20).– P. 139475.
110. Bhandari, R., Trudewind, C.A., Zap, P. Life Cycle Assessment of Hydrogen Production Methods – A Review // Institute of Energy and Climate Research - Systems Analysis and Technology.– 2012. – P.47.
111. Cetinkaya, E., Dincer, I., Naterer, G.F. Life cycle assessment of various hydrogen production methods // International journal of hydrogen energy.– 2012.– Vol. 37(3).–P. 2071-2080.
112. Hepburn, C., Adlen, E., Beddington, J. The technological and economic prospects for CO₂ utilization and removal // Nature. – 2019. – Vol. 575 – P. 87–97.
113. Huang, C., T-Raissi, A. Liquid hydrogen production via hydrogen sulfide methane reformation // Journal of Power Sources.– 2008.– Vol. 175(1) .– P. 464-472
114. Jin, S., Shuichang, Z., Guangyou, Z., Zhi, Y., Bin, Z., Anguo, F., Debin, Y. Geological reserves of sulfur in China's sour gas fields and the strategy of sulfur markets // Petroleum Exploration and Development.– 2010.– Vol. 37, № 3.– P. 369-377.
115. Koloshkin, E.A. Methodological approaches to carbon footprint assessment and certification of low carbon hydrogen / A.G. Ishkov, O.V. Zhdaneev, K.V. Romanov, E.A. Koloshkin, D.V. Kulikov, A.M. Mikhailov, K.A. Dzhus, , D.S. Lugvishchuk, I.B. Bogdan, E.V. Maslova // International Journal of Hydrogen Energy. – 2024. – Vol. 96. – P.147-159.
116. Koloshkin, E.A. H₂S to H₂ production process and its carbon footprint evaluation (伊什科夫·亚·加, 罗曼诺夫·康·弗, 卡洛什金·叶·亚, 等. 硫化氢制氢工艺及其碳足迹评价)/ A.G. Ishkov, K.V. Romanov, E.A. Koloshkin, et al. // Natural Gas Industry (天然气工业). – 2024. – Vol. 44(11). – P. 170-177.

117. Li, Z., Du H., Xu H., Xiao, Y., Lu, L., Guo, J., Prairie, Y., Mercier-Blais, S. The carbon footprint of large- and mid-scale hydropower in China: Synthesis from five China's largest hydroproject // Journal of Environmental Management.– 2019. – Vol. 250.
118. Martínez-Salazar, A.L., Melo-Banda, J.A., Coronel-García, M.A., García-Vite, P.M., Martínez-Salazar, I., Domínguez-Esquivel, J.M. Technoeconomic analysis of hydrogen production via hydrogen sulfide methane reformation // International Journal of Hydrogen Energy.– 2019.– Vol. 44.– P. 12296-12302.
119. Аналитический материал Аналитического центра при Правительстве Российской Федерации Новая диверсификация на рынках газа // Энергетические тренды. – 2021. – №107. – С.3-10. – [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://ac.gov.ru/uploads/2-Publications/energo/2022/Energo_107.pdf (дата обращения: 18.11.2024)
120. Базы данных МЭА по водородным проектам [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database#> (дата обращения: 21.11.2024)
121. Водородная экономика – путь к низкоуглеродному развитию // СКОЛКОВО. – 2019. – 63 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://sk.skolkovo.ru/storage/file_storage/f4b1411c-f04 (дата обращения: 21.11.2024)
122. Выступление Алексея Миллера на панельной сессии «Мировой рынок нефти и газа сегодня и завтра» Петербургского международного экономического форума в 2022 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/press/news/miller-journal/2022/185333/> (дата обращения: 18.11.2024)
123. Газовая директива 98/30/ЕС [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A31998L0030> (дата обращения: 18.11.2024)
124. Газовая Директива 2003/55/ЕС [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex%3A32003L0055> (дата обращения: 18.11.2024)

125. Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2016 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/f/posts/36/607118/gazprom-annual-report-2016-ru.pdf> (дата обращения: 18.11.2024)
126. Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2019 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/f/posts/77/885487/gazprom-annual-report-2019-ru.pdf> (дата обращения: 18.11.2024)
127. Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2020 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/f/posts/57/982072/gazprom-annual-report-2020-ru.pdf> (дата обращения: 18.11.2024)
128. Годовой отчет ПАО «Газпром» за 2021 г. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/f/posts/57/982072/gazprom-annual-report-2021-ru.pdf> (дата обращения: 18.11.2024)
129. Данные биржи ICE Exchange [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.theice.com/products/27996665/Dutch-TTF-Natural-Gas-Futures> (дата обращения: 18.11.2024)
130. Данные Департамента энергетической безопасности и углеродной нейтральности Правительства Великобритании [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gov.uk/government/publications/greenhouse-gas-reporting-conversion-factors-2023> (дата обращения: 21.11.2024)
131. Данные Института экономики энергетики и финансового анализа (IEEFA) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ieefa.org/european-lng-tracker> (дата обращения: 18.11.2024)
132. Данные Министерства энергетики Азербайджана [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergy.gov.az/en/hesabatlar/illik-hesabatlar> (дата обращения: 18.03.2024)
133. Данные Реестра углеродных единиц РФ в части климатического проекта по переводу Владивостокской ТЭЦ-2 с угля на природный газ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://carbonreg.ru/ru/projects/3/> (дата обращения: 21.11.2024)

134. Данные Реестра углеродных единиц РФ в части климатического проекта по переводу котельной АО «Экопэт» с мазута на газ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://carbonreg.ru/ru/projects/35/> (дата обращения: 21.11.2024)

135. Данные Реестра углеродных единиц РФ в части климатического проекта «Предотвращение выбросов парниковых газов (метана) с использованием мобильных компрессорных станций при подготовке участков магистральных трубопроводов к проведению ремонтных работ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://carbonreg.ru/ru/projects/9/> (дата обращения: 18.11.2023)

136. Данные статистического ведомства Евростат [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/product/view/nrg_ti_gas (дата обращения: 18.11.2024)

137. Данные экологических отчетов ПАО Газпром [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/sustainability/environmental-protection/environmental-reports/> (дата обращения: 18.11.2023)

138. Данные энергетического регулятора Турции [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.epdk.gov.tr/Detay/Icerik/1-1275/natural-gasreports> (дата обращения: 18.03.2024)

139. Данные Wood Mackenzie об углеродно-нейтральных поставках СПГ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.woodmac.com/products/consulting/case-studies/LNG-Emissions-Tool-Carbon-Neutral-LNG/> (дата обращения: 21.11.2024)

140. Декарбонизация нефтегазовой отрасли: международный опыт и приоритеты России //СКОЛКОВО. – 2021. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://energy.skolkovo.ru/downloads/documents/SEneC/Research/SKOLKOVO_EneC_Decarbonization_of_oil_and_gas_RU_22032021.pdf (дата обращения: 21.11.2024)

141. Директива ЕС 2018/2001 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://eur-lex.europa.eu/eli/dir/2018/2001/oj> (дата обращения: 24.11.2024)

142. Заявление президента США о приостановке проектов СПГ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.whitehouse.gov/briefing->

room/statements-releases/2024/01/26/statement-from-president-joe-biden-on-decision-to-pause-pending-approvals-of-liquefied-natural-gas. (дата обращения: 10.04.2024)

143. Изменения в Газовую директиву ЕС 73/2009/ЕС от 15.12.2021 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021PC0803&from=EN> (дата обращения: 18.11.2024)

144. Изменения в Регламент об условиях доступа к сетям транспортировки газа 715/2009/ЕС [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52021PC0804&from=EN> (дата обращения: 18.11.2024)

145. Изменения в системе торговли квотами на выбросы парниковых газов ЕС (EU ETS) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/transport/reducing-emissions-shipping-sector_en (дата обращения: 21.11.2024)

146. Инициатива Global Methane Pledge [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.globalmethanepledge.org/#about> (дата обращения: 22.07.2024)

147. Информационные материалы ПАО «Газпром» по проекту «СРТО — Торжок» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/projects/srto-torzhok/> (дата обращения: 18.11.2024).

148. Информационная платформа ассоциации газовой инфраструктуры Европы GIE [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://alsi.gie.eu/> (дата обращения: 18.11.2024)

149. Информационная платформа европейских газотранспортных операторов ENTSOG (ENTSOG transparency platform) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://transparency.entsog.eu/> (дата обращения: 18.11.2024).

150. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям. ИТС 29-2017. Добыча природного газа. (утв. Приказом Росстандарта от 15.12.2017 N 2844) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://burondt.ru/NDT/NDTDocsFileDownload.php?UrlId=1384> (дата обращения: 18.11.2024).

151. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям. ИТС 38-2022. Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии. (утв. Приказом Росстандарта от 20.12.2022 № 3227) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://burondt.ru/NDT/NDTDocsFileDownload.php?UrlId=2622> (дата обращения: 18.11.2024)

152. Информационно-технический справочник по наилучшим доступным технологиям. ИТС 38-2024. Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии. (утв. Приказом Росстандарта от 23.12.2024 № 3041) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://burondt.ru/NDT/NDTDocsFileDownload.php?UrlId=3242> (дата обращения: 18.11.2024)

153. Информационный релиз Ведомости о контрактах ПАО «Газпром» на поставку газа в Среднюю Азию от 07.06.2024 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.vedomosti.ru/business/articles/2024/06/07/1042613-gazprom-podpisal-kontrakti> (дата обращения: 15.01.2024)

154. Информационный релиз Ведомости о поставках СПГ ПАО «Газпром» в Китай от 15.09.2023 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.vedomosti.ru/business/news/2023/09/15/995383-gazprom-dostavil-kitai-partiyu-spg> (дата обращения: 18.11.2024)

155. Информационный релиз Интерфакс «Газпром заявил о полной остановке Северного потока» от 02.09.2022 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.interfax.ru/business/860513> (дата обращения: 18.11.2024)

156. Информационный релиз Интерфакс от 28.12.2024 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.interfax.ru/russia/948077> (дата обращения: 22.07.2024)

157. Информационный релиз Коммерсант об экспорте российского СПГ от 09.01.2024 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.kommersant.ru/doc/6443078> (дата обращения: 18.11.2024)

158. Информационный релиз Правительства Сахалинской области о Восточном водородном кластере [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://sakhalin.gov.ru/index.php?id=105&tx_ttnews%5Btt_news%5D=20845&cHash=00097e1ce83d1d69e8ec971f058b4d52 (дата обращения: 24.11.2024)

159. Информационный релиз РИА Новости о введении налога на российский газ со стороны Болгарии [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://ria.ru/20231116/bolgariya-1909735458.html> (дата обращения: 18.11.2024)

160. Информационный релиз РИА Новости от 08.03.2021 о первой в истории европейской торговли углеродно-нейтральной партии СПГ, поставленной ПАО «Газпром» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ria.ru/20210308/gaz-1600352821.html> (дата обращения: 21.11.2024)

161. Информационный релиз ТАСС о поставке углеродно-нейтрального СПГ с проекта «Сахалин-2» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://tass.ru/ekonomika/12647031> (дата обращения: 21.11.2024)

162. Информационный релиз ТАСС «Украина прекращает транзит газа из России в Европу через станцию Сохрановка» от 10.09.2022 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://tass.ru/ekonomika/14589683> (дата обращения: 18.11.2024).

163. Информационный релиз Reuters об экспорте российского СПГ от 02.01.2024 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.reuters.com/business/energy/russian-lng-exports-europe-fell-19-2023-lseg-data-2024-01-02/> (дата обращения: 18.11.2024)

164. Информационный релиз Reuters о завершении производства на месторождении газа Гронинген от 23.06.2023 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.reuters.com/business/energy/netherlands-end-groningen-gas-production-by-oct-1-2023-06-23/> (дата обращения: 18.03.2024)

165. Информация Международного энергетического агентства о взаимодействии ЕС и Азербайджана [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.iea.org/policies/16134-european-union-and-azerbaijan-mou-to-increase-energy-cooperation> (дата обращения: 18.03.2024)

166. Климатические цели КНР по данным Министерства экологии и окружающей среды КНР [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://english.mee.gov.cn/Resources/Reports/reports/202211/P020221110605466439270.pdf>. (дата обращения: 22.07.2024)

167. Климатические цели Турции [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://climatepromise.undp.org/what-we-do/where-we-work/turkiye#:~:text=T%C3%BCrkiye's%20revised%20NDC%20commits%20to,achieve%20net%20zero%20by%202053>. (дата обращения: 22.07.2024)

168. Концепция развития водородной энергетики в Республике Казахстан до 2040 года [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://legalacts.egov.kz/npa/view?id=15028374> (дата обращения: 21.11.2024)

169. Корпоративная отчетность ПАО «Газпром» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/investors/disclosure/reports/> (дата обращения: 18.11.2024)

170. Корпоративная отчетность ПАО «Новатэк» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.novatek.ru/ru/investors/disclosure/ifrsreporting/> (дата обращения: 18.11.2024)

171. Корпоративная отчетность ПАО «Роснефть» [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.rosneft.ru/Investors/statements_and_presentations/Statements/ (дата обращения: 18.11.2024)

172. Корпоративная отчетность ПАО «ЯТЭК» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://yatec.ru/aktsioneram/otchety-i-prezentatsii/> (дата обращения: 18.11.2024)

173. Корпоративная отчетность компании Equinor [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.equinor.com/investors/annual-reports-archive> (дата обращения: 18.03.2024)

174. Корпоративная отчетность компании Sonatrach [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://sonatrach.com/rapports> (дата обращения: 18.03.2024)

175. Материалы выступления О.Е. Аксютина в рамках Энергодialoga Россия-ЕС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://minenergo.gov.ru/activity/international-cooperation/cooperation/energy-dialog-russia-eu?docs-group=file-748> (дата обращения: 18.11.2024)

176. Материалы Института проблем естественных монополий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ipem.ru/content/rynok_vodoroda_doklad_ipem_prezentaciya_aprel_2022.pdf (дата обращения: 16.07.2024)

177. Материалы ПАО «Газпром», представленные в рамках «круглого стола» Комитета Государственной Думы по энергетике на тему «Роль топливно-энергетического комплекса в реализации новой климатической политики Российской Федерации. Наилучшие корпоративные практики» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://komitet-energo.duma.gov.ru/novosti/30a61df1-76fd-41c2-81cf-7654b70d24fb> (дата обращения: 18.11.2023)

178. Материалы по результатам сессии «Технологии водородной энергетики: вызовы и возможности» прошедшей в рамках Российской энергетической недели в 2023 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://rusenergyweek.com/news/razvitie-vodorodnoj-energetiki-v-rossii-trebuetsya-podderzhki-proizvoditelej-i-potrebitelej-eksperty/> (дата обращения: 16.07.2024)

179. Отчет Группы Газпром о деятельности в области устойчивого развития за 2021 год [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://sustainability.gazpromreport.ru/2021/3-environmental-protecti/3-1-climate-conservation/> (дата обращения: 18.11.2023)

180. Отчет о реализации климатического проекта «Предотвращение выбросов парниковых газов (метана) с использованием мобильных компрессорных станций при подготовке участков магистральных трубопроводов к проведению ремонтных работ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://carbonreg.ru/pdf/projects/9/%D0%9E%D1%82%D1%87%D0%B5%D1%82%20B0.pdf> (дата обращения: 18.11.2023)

- [illegible]

press-releases/2022/natural-gas-imports-from-russia-under-gasums-supply-contract-will-be-halted-on-saturday-21-may-at-07.00/ (дата обращения: 15.01.2024)

190. Программа развития газоснабжения и газификации на период 2021-2025 гг. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprommap.ru/program> (дата обращения: 18.11.2023)

191. Регламент ЕС 2017/1938 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02017R1938-20220701> (дата обращения: 18.11.2024)

192. Речь Президента Российской Федерации В.В. Путина на пленарной сессии XX заседания Международного дискуссионного клуба «Валдай» в 2023 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://kremlin.ru/events/president/news/72444> (дата обращения: 15.01.2024)

193. Речь Президента России В.В. Путина на пленарном заседании восьмого Восточного экономического форума [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://kremlin.ru/events/president/news/72259> (дата обращения: 18.11.2024)

194. Руководящие принципы национальных инвентаризаций парниковых газов МГЭИК.– 2006 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/russian/index.html>. (дата обращения: 24.11.2024)

195. Система сертификации водорода CertifHy [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.certifhy.eu/> (дата обращения: 24.11.2024)

196. Совместное заявление Европейской Комиссии и США от 25.03.2022 по вопросу европейской энергетической безопасности [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/it/statement_22_4149 (дата обращения: 18.11.2024)

197. Сообщение информационного агентства «Синьхуа» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://english.news.cn/198/20230410/891116dfd8134954b746a4dc458fe3ed/c.html> (дата обращения: 29.10.2024)

198. Средне- и долгосрочный план развития водородной энергетики в КНР (2021-2035 гг.) 氢能产业发展中长期规划 (2021-2035 年). – 2022. [Электронный

ресурс]. – Режим доступа:
https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202203/t20220323_1320038.html?code=&state=123 (дата обращения: 21.11.2024)

199. Стандарт T/CAB 0078-2020 Standard and evaluation of low-carbon hydrogen, clean hydrogen and renewable hydrogen 低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价 [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<http://www.wuhaneca.org/uploads/PDF/%E4%BD%8E%E7%A2%B3%E6%B0%A2%7%86%E4%B8%8E%E8%AF%84%E4%BB%B7.pdf> (дата обращения: 21.11.2024)

200. Статистическая база Главного таможенного управления КНР [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<http://english.customs.gov.cn/statistics/Statistics?ColumnId=7> (дата обращения: 15.01.2024)

201. Статистические данные Всемирного банка [Электронный ресурс]. Режим доступа:
https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD?locations=EU&year_high_desc= (дата обращения: 18.11.2024)

202. Статистические данные Международного энергетического агентства Energy Statistics Data Browser [Электронный ресурс]. – Режим доступа:
<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser> (дата обращения: 21.11.2024)

203. Статистические данные Министерства Финансов. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://minfin.gov.ru/ru/statistics/fedbud/> (дата обращения: 18.11.2024)

204. Статистические данные ООО «Газпром экспорт» [Электронный ресурс]. Режим доступа:
[https://gazpromexport.ru/en/statistics/#:~:text=The%20Western%20European%20market%20\(including,Austria%2C%20Turkey%2C%20and%20France](https://gazpromexport.ru/en/statistics/#:~:text=The%20Western%20European%20market%20(including,Austria%2C%20Turkey%2C%20and%20France) (дата обращения: 18.11.2024)

205. Стенограмма заседания Совета при Президенте РФ по стратегическому развитию и национальным проектам от 15.12.2022. [Электронный ресурс]. Режим

доступа: <http://www.kremlin.ru/events/president/news/70086> (дата обращения: 18.11.2024)

206. Стратегия в области снижения выбросов метана в ЕС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1603122077630&uri=CELEX:52020DC0663> (дата обращения: 21.11.2024)

207. Стратегия Турции в области развития водородных технологий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://enerji.gov.tr/Media/Dizin/SGB/tr/Kurumsal_Politikalar/HSP/ETKB_Hidrojen_Stratejik_Plan2023.pdf (дата обращения: 18.11.2024)

208. Сценарии развития мировой энергетики до 2050 года, подготовленными РЭА Минэнерго России [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://rosenergo.gov.ru/press-center/news/stsenarii-razvitiya-mirovoy-energetiki-do-2050-goda/> (дата обращения: 18.11.2023)

209. Трансграничное углеродное регулирование ЕС [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://taxation-customs.ec.europa.eu/carbon-border-adjustment-mechanism_en (дата обращения: 18.11.2024)

210. Финансовая отчетность ПАО «Газпром» за 2023 год [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/f/posts/24/142887/gazprom-ifs-2023-12mnth-ru.pdf>

211. Экологический отчет ПАО «Газпром» за 2022 г. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/f/posts/56/691615/gazprom-environmental-report-2022-ru.pdf> (дата обращения: 21.11.2024)

212. Экологический отчет ПАО «Газпром» за 2023 год [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/f/posts/24/142887/gazprom-environmental-report-2023-ru.pdf>. (дата обращения: 22.07.2024)

213. Эколого-экономическая оценка морской транспортировки природного газа. – М. – 2017. – 287 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/f/posts/18/688037/environmental-economic-assessment.pdf> (дата обращения: 21.11.2024)

214. Carbon Neutrality in the UNECE Region: Integrated Life-cycle Assessment of Electricity Sources // United Nations Economic Commission for Europe UNECE. – 2022. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://unece.org/sites/default/files/2022-04/LCA_3_FINAL%20March%202022.pdf (дата обращения: 21.11.2024)

215. Carbon utilization – a vital and effective pathway for decarbonization // Center for Climate and Energy Solutions. – 2019 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.c2es.org/wp-content/uploads/2019/09/carbon-utilization-a-vital-and-effective-pathway-for-decarbonization.pdf> (дата обращения: 21.11.2024)

216. Commission Delegated Regulation (EU) 2022/1214 of 9 March 2022 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32022R1214> (дата обращения: 18.11.2024)

217. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on the European Hydrogen Bank (COM/2023/156 final) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52023DC0156&qid=1682349760946> (дата обращения: 24.11.2024)

218. ECB staff macroeconomic projections for the euro area // European Central Bank. – 2024. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://www.ecb.europa.eu/pub/pdf/other/ecb.projections202409_ecbstaff~9c88364c57.en.pdf (дата обращения: 18.11.2024)

219. Fit for 55 [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.consilium.europa.eu/en/policies/fit-for-55/> (дата обращения: 18.11.2024)

220. GHG Intensity of Natural Gas Transport: Comparison of Additional Natural Gas Imports to Europe by Nord Stream 2 Pipeline and LNG Import Alternatives // Thinkstep, a Sphera company. – 2017. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://globalnghub.com/wp-content/uploads/attach_380.pdf (дата обращения: 21.11.2024)

221. Global Energy Perspective 2023: Hydrogen outlook // McKinsey & Company [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2023-hydrogen-outlook> (дата обращения: 21.11.2024)
222. Global Hydrogen Review 2023 // International Energy Agency [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/ecdfc3bb-d212-4a4c-9ff7-6ce5b1e19cef/GlobalHydrogenReview2023.pdf> (дата обращения: 21.11.2024)
223. Greenhouse Gas Protocol. Product Life Cycle Accounting and Reporting Standard [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://ghgprotocol.org/sites/default/files/standards/Product-Life-Cycle-Accounting-Reporting-Standard_041613.pdf (дата обращения: 24.11.2024)
224. Hydrogen financing in developing countries and emerging market // World Bank Group. – 2024 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.hydrogeneurope.eu/members-intranet/cms-files/2024/03/1711097986_silvia-carolina-lopez-rocha---energy-regulatory-specialist--the-world-bank.pdf (дата обращения: 24.11.2024)
225. Hydrogen forecast to 2050 // DNV. – 2022 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.dnv.com/focus-areas/hydrogen/forecast-to-2050/> (дата обращения: 21.11.2024)
226. Konoplyanik, A.A. Explaining Putin's rubles-for-gas decree [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://www.naturalgasworld.com/explaining-putins-rubles-for-gas-decree-98578> (дата обращения: 18.11.2024)
227. Life Cycle Emissions of Natural Gas Transported via TurkStream // Thinkstep, a Sphera company. – 2020. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://energijabalkana.net/wp-content/uploads/2021/10/ts-Sphera-LCA-TurkStream_Final-Report.pdf (дата обращения: 21.11.2024)
228. Long term gas contracts: principles and applications. Activity completion report (no. ESM 152 93) // World Bank Group. – 1993. [Электронный ресурс]. Режим

доступа: <http://documents.worldbank.org/curated/en/976211468767389099/Long-term-gas-contracts-principles-and-applications> (дата обращения: 18.11.2024)

229. Navigating the global hydrogen ecosystem // PWC [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.strategyand.pwc.com/de/en/industries/energy-utilities/navigating-the-hydrogen-ecosystem.html> (дата обращения: 21.11.2024)

230. Net Zero by 2050 A Roadmap for the Global Energy Sector // International Energy Agency. – 2021. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf (дата обращения: 21.11.2024)

231. Pettersson, K. The carbon footprint of an oil product terminal. – 2023. – P.40. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.doria.fi/bitstream/handle/10024/187385/pettersson_kristian.pdf?sequence=5&isAllowed=y (дата обращения: 21.11.2024)

232. Policy support for hydrogen // elementenergy. – 2023. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.clean-hydrogen.europa.eu/system/files/2021-07/20210517_PDA_Policy_support_for_Hydrogen_Revised_Final%2520%2528ID%252011387248%2529.pdf (дата обращения: 16.07.2024)

233. REPowerEU Plan Brussels, 18.5.2022 COM(2022) 230 final [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A230%3AFIN&qid=1653033742483> (дата обращения: 18.11.2024)

234. Regulation (EU) 2020/852 of the European Parliament and of the Council of 18 June 2020 on the establishment of a framework to facilitate sustainable investment, and amending Regulation (EU) 2019/2088 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32020R0852> (дата обращения: 18.11.2024)

235. Regulation (EU) 2024/1787 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 on the reduction of methane emissions in the energy sector and amending Regulation (EU) 2019/942 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://eur->

lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=OJ:L_202401787&pk_campaign=todays_OJ
(дата обращения: 21.11.2024)

236. Schlömer, S., Bruckner, T., Fulton, L., Hertwich, E., McKinnon, A., Perczyk, D., Roy, J., Schaeffer, R., Sims, R., Smith, P., Wiser, R. 2014: Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. In: Climate Change 2014: Mitigation of Climate.– 2014. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf#page=7
(дата обращения: 24.11.2024)

237. The European Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1184 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1184> (дата обращения: 24.11.2024)

238. The European Commission Delegated Regulation (EU) 2023/1185 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32023R1185> (дата обращения: 24.11.2024)

239. The European Green Deal COM 2019 640 final [Электронный ресурс].
Режим доступа: <https://eur-lex.europa.eu/legalcontent/EN/TXT/?qid=1576150542719&uri=COM%3A2019%3A640%3AFIN> (дата обращения: 18.11.2024)

240. The 2020 Climate and Energy Framework [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://eur-lex.europa.eu/EN/legal-content/summary/2020-climate-and-energy-package.html> (дата обращения: 18.11.2024)

241. The 2030 Climate and Energy Framework [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2030-climate-targets_en (дата обращения: 18.11.2024)

242. UK Low Carbon Hydrogen Standard.– 2023. [Электронный ресурс]. –
Режим доступа: <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6584407fed3c3400133bfd47/uk-low-carbon-hydrogen-standard-v3-december-2023.pdf> (дата обращения: 24.11.2024)

243. Wholesale Gas Price Survey 2023 Edition // International Gas Union. – 2023 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://igu.org/resources/wholesale-gas-pricesurvey-2023-edition/> (дата обращения: 21.11.2024)

Таблица 13. Санкции ЕС в отношении газовой отрасли РФ с примерами, последствиями и мерами их преодоления (составлено автором)

Санкции	Примеры	Последствия	Меры преодоления
Технологические	<p>Запрет на ввоз в Россию, а также обслуживание энергетического оборудования, технологий, комплектующих для газовой отрасли, высокотехнологичного оборудования, в том числе для СПГ, объектов газохимии, газопереработки и др;</p> <p>Запрет на поставки в РФ оборудования, технологий и сопутствующих услуг, способствующих укреплению российского промышленного потенциала;</p> <p>Запрет западным компаниям оказывать услуги бурения, логистики, инжиниринговые и сервисные услуги для российских компаний.</p>	<p>Проблемы с ремонтом и обслуживанием оборудования европейских лицензиаров (например, турбин для газопровода «Северный поток-1»);</p> <p>Сдвиг сроков вправо по крупным инфраструктурным проектам, включая СПГ.</p>	<p>Использование национальных технологий, оборудования и сервисных услуг РФ и дружественных стран;</p> <p>Трансформация технологического сотрудничества, которая подразумевает изменения в сети поставщиков и логистике, а также интенсификацию взаимодействия с дружественными странами, локализацию технологий и оборудования;</p> <p>Обход импортно-экспортных ограничений путем осуществления параллельного импорта [19];</p> <p>Запрет на вывоз из страны технологического оборудования (турбины, кабели и др.) [20];</p> <p>Льготные займы и кредиты промпредприятиям на разработку перспективных технологий и производства приоритетной продукции [30,31];</p> <p>Выделение грантов на создание отечественных комплектующих [21].</p>
Логистические	<p>Отказы отдельных стран ЕС от импорта российского природного газа (например, Польша, Болгария, Финляндия);</p> <p>Приостановка процесс сертификации «Северного потока-2»;</p> <p>Отказ обслуживания российских судов в портах стран ЕС;</p> <p>Запрет на предоставление мощностей хранения в европейских газовых хранилищах.</p>	<p>Падение экспортной выручки;</p> <p>Незадействованность некоторых зарубежных газовых активов РФ;</p> <p>Снижение логистической гибкости.</p>	<p>Использование сухопутных и региональных транспортных коридоров;</p> <p>Диверсификация направлений поставок СПГ и СПГ (Азия, бывшие страны СНГ и др. перспективные направления);</p> <p>Беспошлинный ввоз технологического оборудования и сырья [22].</p>

<p>Коммерческие, включая торговые и административные</p>	<p>Отказ ряда европейских стран от оплаты газа в рублях; Незаконное присвоение активов бывших компаний Группы Газпром в Европе: Europol Gaz (доля в участке газопровода «Ямал-Европа»), Gazprom Germania, Gazprom Marketing & Trading Ltd, Wingas, Gascade Gastransport, Astora; Запрет на заключение сделок с определенными российскими юридическими лицами, прямо или косвенно контролируемые РФ; Запрет гражданам РФ занимать должности в органах управления критически важных энергетических компаний ЕС.</p>	<p>Падение экспортной выручки; Блокировка собственности.</p>	<p>Оплата в национальных валютах; Поиск новых партнеров по внешней торговле, в том числе на базе международных объединений, таких как БРИКС, ШОС, ЕАЭС и др.; Предложение новых продуктов: углеродно-нейтральных поставок трубопроводного газа и СПГ, а также низкоуглеродного водородного топлива из ресурсов газовой отрасли; Возможность принимать решения без учета представителей из недружественных стран в совете директоров [10]; Переход имущества в собственность России (Сахалин Энерджи, Юнипро, Фортум) [11]; Разрешение покупки долей иностранных компаний (например, ПАО «Газпром» выкупить часть акций АО «Востокгазпром» и прочее) [12]; Разрешение недружественным странам оплачивать долги за газ валютой [13]; Запрет для ПАО «Газпром» закупать газ у ряда совместных предприятий дороже установленной Правительством цены [23].</p>
<p>Вторичные</p>	<p>Санкции против компаний из третьих стран за помощь в обходе антироссийских санкций. ввели более 100 вторичных санкций против компаний из 37 стран включая Китай, Иран, Великобританию, Кипр, ОАЭ.</p>	<p>Осложнение международного сотрудничества; Необходимость перестраивать текущие финансовые потоки компаний, учитывать плату за риск; Осложнение привлечения капитала и долга у дружественных стран.</p>	<p>Выстраивание стратегического партнерства с дружественными странами на базе обязывающих соглашений и контрактов; Использование компаний-посредников; Формирование новых совместных предприятий с дружественными странами.</p>

Финансовые, включая банковские и инвестиционные	<p>Запрет на сделки с финансовыми учреждениями РФ, в т.ч. отключение ряда российских банков от системы SWIFT;</p> <p>Запрет для третьих лиц на ведение операций с подсанкционными российскими банками и юридическими лицами;</p> <p>Запрет иностранных инвестиций в новые газовые и энергетические российские проекты;</p> <p>Запрет на доступ российских компаний к кредитованию на рынках недружественных стран;</p> <p>Санкции в отношении ПАО «Газпром» (ценные бумаги, дивиденды);</p> <p>Уход западных энергетических компаний из России.</p>	<p>Невозможность привлечения заемных, кредитных средств и долговых обязательств на европейском финансовом рынке с низкими процентными ставками;</p> <p>Приостановка партнерского взаимодействия с европейскими компаниями в части совместного проектного финансирования ряда инфраструктурных проектов, обуславливающее необходимость выстраивания нового партнерства с компаниями из дружественных стран;</p> <p>Списание активов иностранными компаниями (выход Shell из проекта «Сахалин-2», выход Wintershall Dea из совместных проектов с ПАО «Газпром»).</p>	<p>Привлечение финансирования Банков РФ и стран «дружественных юрисдикций»;</p> <p>Создание дополнительных инструментов, государственных кредитов с сохранением низких процентных ставок и их субсидированием с целью сохранения конкурентоспособности отечественных производителей внутри страны и на внешних рынках</p> <p>Использование региональных и национальных платежных систем;</p> <p>Льготные кредиты предприятиям ТЭК по ставке не более 11% годовых на срок до 12 месяцев. Одно предприятие сможет получить до 10 млрд руб., группа компаний – до 30 млрд руб [32];</p> <p>Субсидирование ставки для инвестпроектов на Дальнем Востоке. [33] Поддержка инвестпроектов в Арктической зоне России и на территории ДФО на 29 млрд руб., в том числе строительство портов и реализация проектов в энергетике;</p> <p>Выделение средств на разработку ключевого оборудования [34,35] (около 7 млрд руб. на разработку оборудования для СПГ и химической продукции);</p> <p>Реструктуризация кредитов для крупного бизнеса [36].</p>
Страховые	Запрет на страхование российских грузов, а также отказ обслуживания российских судов в портах стран ЕС	Дополнительные риски и издержки перевозок.	Использование страховых компаний РФ и стран «дружественных юрисдикций».

ПРИЛОЖЕНИЕ №2

Таблица 14. Предложения по совершенствованию российской таксономии зеленых и адаптационных проектов
(утв. Постановления Правительства Российской Федерации от 21 сентября 2021 г. № 1587»)

№	Пункт НПА	Текущая редакция	Предлагаемая редакция	Комментарий
1	2	3	4	5
I. Критерии «зеленых проектов» (таксономия «зеленых» проектов)				
1.	2.2.2 Водородное топливо	«суммарные выбросы парниковых газов, связанные с производством водорода (прямые выбросы) и с производством потребленной для производства водорода электроэнергии (косвенные выбросы), менее 4,9 т CO ₂ e/т»	«суммарные выбросы парниковых газов, связанные с производством водорода (прямые выбросы) и с производством потребленной для производства водорода электроэнергии (косвенные выбросы), менее 14,5 т CO ₂ e/т»	В настоящее время в Российской Федерации в соответствии с поручениями Правительства Российской Федерации ведется работа по формированию отрасли низкоуглеродной водородной энергетики. В рамках развития системы сертификации и классификации низкоуглеродного водорода целесообразно ориентироваться на действующие системы стандартизации дружественных стран (численный критерий для низкоуглеродного водорода, например, в Китае официально установлен на уровне 14,51 тCO ₂ e /тH ₂)
2.	2.2.4. Модернизация и ремонт инфраструктуры транспортировки и распределения газа	«модернизация или ремонт газопровода направлены на обеспечение транспортировки водорода;»	«модернизация или ремонт газопровода направлены на обеспечение транспортировки природного газа для развития водородной энергетики, декарбонизации промышленного и транспортного секторов;»	Концепция транспортировки метано-водородных смесей по существующей газотранспортной системе характеризуется значительными юридическими, финансовыми и технологическими рисками и признана несостоятельной. В целях исключения стимулирования рискованных инвестиционных решений предлагается изменить формулировку [79,81,83,92]

3.	2.3.1.2. Теплоснабжение на природном газе и сухом отбензиненом газе	«прямые выбросы парниковых газов при генерации менее 30 г CO ₂ е/кВт·ч (менее 8,3 г CO ₂ е/МДж)»	«соответствие показателям ресурсной и энергетической эффективности согласно накопленному опыту промышленных объектов, а также с учетом данных информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям ИТС 38-2024 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии», Приложение Е; прямые выбросы парниковых газов при генерации менее 0,267 т CO ₂ /Гкал» [152]	Для достижения удельных прямых выбросов при электрогенерации на природном газе 100 г CO ₂ е/кВт·ч необходимо либо обеспечить КПД _(эл) генерирующей установки около 195%, либо улавливать порядка 70% образующегося при сжигании углекислого газа. Оба варианта одинаково нереалистичны, первый – по причине невозможности достижения вышеуказанного КПД, второй – из-за отсутствия доступных технологий улавливания парниковых газов для соответствующей концентрации углекислого газа в потоке выхлопных газов. КПД _(эл) наиболее передовых электрогенерирующих установок (ПГУ) составляет в настоящее время около 60%, удельный расход топлива 205 г у.т./кВт·ч, удельные выбросы 205×1,59 = 326 гCO ₂ /кВт·ч. КПД _(эл) эксплуатируемых ПГУ составляет около 50%. Аналогичные рассуждения справедливы для показателя теплогенерации на природном газе 30 г CO ₂ е /кВт·ч. При таких удельных выбросах КПД теплогенерирующей установки должен быть 652% (продолжение аргументации представлено в п.5-6).
4.	2.3.2.1. Электрогенерация на природном газе (включая сжиженный природный газ)	«соответствие показателям ресурсной и энергетической эффективности согласно информационно-техническому справочнику по наилучшим доступным технологиям "Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии" (ИТС 38-2022) [151]; прямые выбросы парниковых газов при генерации менее 100 г CO ₂ е/кВт·ч»	«соответствие показателям ресурсной и энергетической эффективности согласно накопленному опыту промышленных объектов, а также с учетом данных информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям ИТС 38-2024 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии», Приложение Е; прямые выбросы парниковых газов при генерации менее 0,551 т CO ₂ /МВт *ч» [152]	

5.	2.3.2.2. Теплогенерация на природном газе (включая сжиженный природный газ)	«соответствие показателям ресурсной и энергетической эффективности согласно информационно-техническому справочнику по наилучшим доступным технологиям "Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии" (ИТС 38-2022) [151]; прямые выбросы парниковых газов при производстве теплоэнергии менее 30 г CO ₂ e/ кВт·ч (менее 8,3 г CO ₂ e/ МДж)»	«соответствие показателям ресурсной и энергетической эффективности согласно накопленному опыту промышленных объектов, а также с учетом данных информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям ИТС 38-2024 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»; прямые выбросы парниковых газов при производстве теплоэнергии менее 0,267 т CO ₂ /Гкал» [152]	Начало аргументации см. в п.3-4. Предлагается использовать в качестве приоритетных критериев для энергопроизводства уровни энергоэффективности, определенные в информационно-техническом справочнике по наилучшим доступным технологиям. «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии» и исключить некорректные значения. Повышение эффективности энергопроизводства всегда ведет к снижению выбросов парниковых газов, для показателей энергоэффективности определены методики их определения, они имеют соответствующую апробацию. Лимитирующим значением выбросов парниковых газов предлагается критерий для адаптационных проектах (пункт 2.2.2.1., раздела II Постановления).
6.	2.3.3. Строительство и модернизация объектов когенерации	«соответствие показателям ресурсной и энергетической эффективности согласно информационно-техническому справочнику по наилучшим доступным технологиям "Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии" (ИТС 38-2022) [151]; прямые выбросы парниковых газов при генерации менее 100 г CO ₂ e/кВт·ч»	«соответствие показателям ресурсной и энергетической эффективности согласно накопленному опыту промышленных объектов, а также с учетом данных информационно-технического справочника по наилучшим доступным технологиям ИТС 38-2024 «Сжигание топлива на крупных установках в целях производства энергии»; прямые выбросы парниковых газов при генерации менее 0,551 т CO ₂ /МВт *ч» [152]	

Раздел II. «Критерии адаптационных проектов (таксономия адаптационных проектов)» предлагается объединить с разделом I. «Критерии зеленых проектов (таксономия «зеленых» проектов)»				
7.	2.1.1.1 Добыча природного газа	«соответствие показателям ресурсной и энергетической эффективности согласно информационно-техническому справочнику по наилучшим доступным технологиям «Добыча природного газа» (ИТС 29-2017) [150]; только на действующих объектах; сокращение выбросов CO ₂ e более чем на 20 процентов»	«соответствие показателям ресурсной и энергетической эффективности подтверждается верификатором»	Учитывая сформированную систему регулирования на основе информационно-технических справочников по наилучшим доступным технологиям, предлагается использовать разработанные и утвержденные критерии.
8.	2.9. Создание и модернизация инфраструктуры, производство оборудования для производства, хранения и транспортировки водорода	«суммарные выбросы парниковых газов, связанные с производством водорода (прямые выбросы) и производством потребленной для производства водорода электроэнергии (косвенные выбросы), менее 8 т CO ₂ e/т»	«суммарные выбросы парниковых газов, связанные с производством водорода (прямые выбросы) и с производством потребленной для производства водорода электроэнергии (косвенные выбросы), менее 14,5 т CO ₂ e/т»	В настоящее время в Российской Федерации в соответствии с поручениями Правительства Российской Федерации ведется работа по формированию отрасли низкоуглеродной водородной энергетики. В рамках развития системы сертификации и классификации низкоуглеродного водорода целесообразно ориентироваться на действующие системы стандартизации дружественных стран (численный критерий для низкоуглеродного водорода, например, в Китае установлен на уровне 14,51 тCO ₂ e/тH ₂).