

Анализ оценок перспектив декарбонизации российской экономики аналитическими центрами

Башмаков И.А.

Башмаков Игорь Алексеевич — д.э.н., генеральный директор ЦЭНЭФ-XXI, профессор факультета географии и геоинформационных технологий НИУ ВШЭ.

ORCID: 0000-0003-2842-166X

Аннотация

В статье проведен анализ оценок перспектив достижения Россией углеродной нейтральности, сделанных российскими экспертами. Обсуждается схема организации работ по выявлению траекторий декарбонизации — ансамбль моделей или консорциум. Основное внимание уделяется анализу прогнозов развития энергетики России до 2060 г. и оценок эффектов от использования механизмов с ценами на углерод. В фокусе самые последние исследования экспертных групп, опубликованные после объявления Россией цели движения к углеродной нейтральности к 2060 г. Показана основная развилка на дорожных картах достижения углеродной нейтральности — *Forest Last* или *Forest First*. Проведенный анализ показал, что исследований перспектив декарбонизации к 2060 г. в России становится все больше, но не все они имеют адекватное качество, и многие из них предельно консервативны.

Ключевые слова: прогнозирование, моделирование, низкоуглеродное развитие, низкоуглеродные технологии, цена на углерод.

Для цитирования: *Башмаков И.А.* Анализ оценок перспектив декарбонизации российской экономики аналитическими центрами // Современная мировая экономика. 2025. Том 3. №3(11).

Введение

Задача достижения Россией углеродной нейтральности к 2060 г., которая была объявлена в конце 2021 г., а затем нормативно закреплена в *Климатической доктрине Российской Федерации* в октябре 2023 г., поставила российское экспертное сообщество перед необходимостью поиска способов ее решения. На это направление были брошены определенные силы. С 2022 г. российскими экспертами был подготовлен ряд прогнозов долгосрочного развития российской энергетики и траекторий декарбонизации экономики страны. В порядке их появления это: [Башмаков и др. 2022; Башмаков 2022а, 2023а; Широков и Колпаков 2023; РЭА 2024; ИНЭИ РАН 2024; Bashmakov 2024; Консорциум 5 — «Экономика климата» 2024 и *Энергетическая стратегия Российской Федерации на период*

до 2050 года Правительство РФ 2025¹]. Ниже приведен анализ оценок перспектив декарбонизации российской экономики, сделанных аналитическими центрами.

Все сценарные прогнозы можно разделить на две большие группы, позволяющие решать задачу достижения углеродной нейтральности с помощью движения по двум кардинально разным траекториям: *Forest First* (траектория, официально отраженная в *Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года*, которая делает упор на рост стоков CO₂ в российских лесах) и *Forest Last* [Башмаков и др. 2023б; Bashmakov 2024a], которая предполагает активную декарбонизацию всех секторов экономики при торможении сложившегося тренда к снижению стоков в лесах, которое в 2010–2022 гг. составляло в среднем около 46 млн т CO₂-экв. в год. МГЭИК готовит оценочные доклады, посвященные систематизации и обобщению сгенерированных мировой наукой знаний по теме контроля за выбросами ПГ (митигации). Ниже дан карандашный набросок такого оценочного доклада на базе только последних российских прогнозов. Более ранние прогнозы были рассмотрены в [Башмаков, ред. 2014; Башмаков и Мышак 2014; Bashmakov 2024a] — работах, выполненных для досанкционной России, в которых не ставилась задача поиска путей достижения Россией углеродной нейтральности к 2060 г. Поэтому в фокусе данной статьи — именно последние исследования экспертных групп.

Статья состоит из шести разделов. Первый посвящен обсуждению организации работ по выявлению траекторий достижения Россией углеродной нейтральности, инструментам анализа и допущениям сценарных прогнозов. Второй — анализу прогнозов развития и декарбонизации энергетики России до 2060 г. В третьем разделе обсуждаются оценки социальной цены углерода и цен переключения для России. В четвертом дан анализ подходов к моделированию повышения энергоэффективности в зданиях. Оценкам эффектов от использования механизмов с ценами на углерод посвящен пятый раздел, а анализу развилок на дорожных картах достижения углеродной нейтральности — шестой.

1. Организация работ, инструменты анализа и допущения сценарных прогнозов

Ансамбль или консорциум?

Из приведенного выше перечня работ видно, что в основном они проведены отдельными аналитическими центрами, но одна выполнена консорциумом [Консорциум 5 «Экономика климата» Важнейшего инновационного проекта государственного значения (ВИП ГЗ) «Единая национальная система мониторинга климатически активных веществ»]. Данный консорциум возглавил (координировал работу) Институт народнохозяйственного прогнозирования (ИНП) РАН, в него вошли также еще пять институтов РАН: Институт энергетических исследований (ИНЭИ), Институт мировой экономики и международных отношений им. Е.М. Примакова (ИМЭМО), Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева (ИСЭМ) Сибирского отделения (СО) РАН, Институт экономики и организации промышленного производства (ИЭОПП) СО РАН и Объединенный институт высоких температур (ОИВТ). Такое решение, помимо прочих его недостатков (см. ниже), означает, что государство не признает наличие экспертизы у вузовской и отраслевой науки, а также у других «мозговых» центров. Поэтому первый комментарий — по поводу такой модели организации научных исследований. ИНП РАН является головной организацией Консорциума 5. Она является посредником между Заказчиком (Минэкономразвития России) и другими членами Консорциума. ИНП РАН никогда не был лидером в исследованиях по теме низкоуглеродного развития, так что такой выбор был неочевиден.

¹ Автор посвятил анализу этих работ 20 постов в телеграм-канале «Низкоуглеродная Россия» (<https://t.me/LowCarbonRussia>). Поскольку посты вышли весной 2025 г., то этот «сериял» был назван «20 мгновений весны».

Естественно, у головной организации не было никакого стимула приглашать в Консорциум организации и экспертов, которые не разделяют ее взглядов. Таким образом, эта схема организации научных исследований исключает конкуренцию в науке — главный двигатель ее прогресса. Хотел бы я посмотреть на консорциум из католических богословов и Джордано Бруно или из них же и Чарльза Дарвина.

Какова альтернатива? Использовать ансамбль моделей, разработанных разными научными группами. Эту модель использовал ЦЭНЭФ-XXI, когда в 2014 г. совместно с еще четырьмя аналитическими группами провел расчеты по 30 согласованным сценариям [Башмаков, ред. 2014]. На основе анализа результатов именно этой работы Россия в 2015 г. приняла обязательства по Парижскому соглашению. Именно так — на базе более 3000 сценариев от нескольких десятков исследовательских групп — организована работа МГЭИК [IPCC 2022] по анализу перспектив декарбонизации мировой экономики. На средства, выделенные Консорциуму ², можно было бы и в России организовать работу по схеме ансамбля моделей, что позволило бы Заказчику избежать ловушки зависимости от одной системы взглядов.

Математические модели — машины времени

Консорциум 5 перечисляет в отчете свои достижения (а именно: создание и модернизация методик разработки сценариев и моделей оценки социально-экономических эффектов реализации климатической повестки и политики низкоуглеродного развития, а также мер по декарбонизации экономики и энергетики на уровне стран и регионов мира, а также экономики и энергетики Российской Федерации; включение параметров ценообразования на выбросы парниковых газов в России и за рубежом с дифференциацией по уровню цены, охватываемым отраслям и форме реализации, в том числе добавление в модель экономики России влияния сценариев введения пограничного углеродного регулирования и глобальной цены на углерод; расширение перечня источников данных о введении мощностей возобновляемой энергетики), а также возможности (прогнозирование удельных показателей выбросов парниковых газов в отраслях экономики на единицу продукции; оценки эффектов от мер по повышению энергоэффективности в секторе зданий; оценки влияния климатической повестки и политики низкоуглеродного развития на структуру занятости; оценки косвенных выбросов парниковых газов для отраслей экономики России и т.п.). Но, во-первых, непонятно, как можно было формировать Консорциум из организаций, у которых всех этих методик и моделей не было. Во-вторых, в прогнозных моделях других российских аналитических центров либо все, либо основная часть этих задач уже давно была решена. Что касается данных, то какие-либо базы данных по ВИЭ или по углеродоемкости промышленной продукции от ИНП РАН представлены нигде не были, а вот целый ряд других структур (Росстат, Системный оператор, АРВЭ, РАВИ, РЭА, ЦЭПП и др.) такие базы данных создают. ЦЭНЭФ-XXI выполнил целую серию работ для ФГАУ «НИИ ЦЭПП» по бенчмаркингу удельных выбросов ПГ для производства многих углеродоемких промышленных продуктов по охватам 1, 2 и 3, то есть с учетом косвенных эффектов [Башмаков и др. 2025; Башмаков и др. 2023в; Башмаков и др. 2023б; Башмаков и др. 2021]; проанализировал эффекты СВМ [Башмаков 2022б]; в модельном комплексе ЦЭНЭФ-XXI есть специальная очень детальная модель для оценки мер не только по повышению энергоэффективности, но и по развитию децентрализованных ВИЭ для зданий [Башмаков 2016; Башмаков и др. 2022].

Какова международная практика описания модельных комплексов, которые используются для анализа перспектив декарбонизации? Такое описание может сводиться к схематическому описанию системы моделей и их взаимосвязей или к описанию всех зависимостей моделей. Примеры первого подхода можно найти у IPCC (2022); IEA (2024);

² Консорциуму 5 было выделено 428 млн руб. для выполнения работ по важнейшему инновационному проекту государственного значения (ВИП ГЗ).

POLES-JRC³; Башмаков и др. (2022); ИНЭИ РАН⁴ и др. Яркий пример второго подхода — описание модели NEMS, которую использует в прогнозах Министерство энергетики США, или модели ЦЭНЭФ-XXI [Башмаков 2009]. Ничего подобного ни первому, ни второму подходу в отчете Консорциума 5 по ВИП ГЗ нет. Кроме того, представляется, что модель, на которую были затрачены огромные бюджетные средства, должна быть общедоступной. Тем не менее ни на одной из 953 страниц отчета Консорциума 5 эта модель ни сжато, ни подробно не описана. Представлена только одна схема, где упоминается межотраслевая модель — инструмент, широко используемый ИНП РАН, который, однако, имеет очень небольшую ценность при проведении долгосрочных расчетов с существенной компонентой технологической модернизации, которая в такой модели не может быть адекватно отражена. К тому же межотраслевая модель и прежде использовалась ИНП РАН, и непонятно, что же в ней нового. Как выглядит «машина времени» от Консорциума 5 и летает ли она, неизвестно. Еще сложнее понять, есть ли у нее хоть какие-то преимущества по сравнению с «машинами времени», которые уже давно успешно эксплуатируются.

При этом в России есть собственные модели, методики и полученные на их основе результаты с оценками перспектив декарбонизации. Российские специалисты имеют более чем 30-летний опыт прогнозирования выбросов парниковых газов. Первые прогнозы были опубликованы еще в самом начале 1990-х годов: для мира — в 1992 г. в работе под редакцией И. Башмакова «Энергетика мира: уроки будущего» (1992), для СССР — в работах [Bashmakov I., A. Makarov 1990; 1991], а также в работах Ю. Синяка и Ю. Кононова. Позднее географический охват был сужен до России. До 2009 г. исследовательских работ для России с горизонтом до 2050 г. было немного: два сценария А. Макарова (2008), три сценария Ю. Синяка (2008 г. с прогнозами до 2060 г.) и 21 сценарий Башмакова (см. подробнее анализ этих сценариев в [Bashmakov 2024a]). Перед встречей РКИК ООН в Париже в 2015 г. популяция российских прогнозов значительно выросла. Башмаков и Мышак (2014) дали анализ уже 71 сценария из 26 исследовательских работ. С каждым годом эта популяция продолжала расти. В нее вошли прогнозы РАНХиГС [Laitner et al. 2020; Safonov et al. 2020], ВШЭ и МТИ [И. Макаров и др. 2018], [РЭА 2024]; [ВЭБ 2024] и др.

Допущения о развитии экономики России в сценариях декарбонизации

Допущения о развитии экономики, как правило, задаются экзогенно и от того, как они заданы, во многом зависят перспективные траектории выбросов парниковых газов. Важно обсудить четыре вопроса. Во-первых, каковы были ретроспективные тренды и насколько надежными являются последние данные Росстата о параметрах роста российской экономики? Ответы на эти вопросы формируют базовую траекторию развития экономики при сохранении сырьевой модели. Во-вторых, как связаны процессы декарбонизации мировой экономики и темпы роста российской экономики? В-третьих, как связаны процессы декарбонизации российской экономики и темпы ее роста? В-четвертых, какие допущения о развитии экономики России приняты в сценариях декарбонизации и насколько они реалистичны?

Первое. В последние годы ВВП России движется в статистическом тумане. Доверие к данным Росстата о динамике ВВП падает. Темпы роста ВВП в 2018 г. были скорректированы в сторону увеличения на 0,3%, в 2019 г. — на 0,7%, в 2022 г. — на 0,9%. Недооценка инфляции позволила рапортовать о динамичном росте ВВП в 2023–2024 гг.. Политические и экономические реформы после 1999 г., при всем их разнообразии и противоречиях в ходе реализации, имели два общих, параллельно развивавшихся вектора: сворачивание конкуренции в политике и сворачивание конкуренции в экономике. На этой основе с 31% в 2000 г. до 56% в 2021 г. выросла доля госсектора, экономика перешла на

³ <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC113757>

⁴ https://www.researchgate.net/publication/333995006_Scaner-modelno-informacionnyj_kompleks

экстенсивную сырьевую модель роста со снижением или стагнацией эффективности использования основных ресурсов и падением темпов роста ВВП в 7–10 раз: с 6,5% в 2000–2008 гг. до 0,9% в 2008–2022 гг. (или до 0,6–0,7%, если не верить последним цифрам Росстата). Рыночные реформы 1990-х гг. — с некоторой задержкой — подняли совокупную факторную производительность (СФП) до 1,6% в 1996–2010 гг. Однако постепенное сворачивание этих реформ — также с некоторой задержкой — снизило СФП до -1,2% в 2010–2022 гг. Другими словами, после 2007 г. экономический рост был полностью экстенсивным [Башмаков 2023а; Bashmakov 2024a]. Это фон для прогнозов ВВП.

Второе. В работе Консорциума 5 (2024) и других работах ИНП РАН эффекты от глобальной декарбонизации и декарбонизации в России не разделяются, и поэтому делается вывод, что декарбонизация тормозит рост ВВП России. В *Инерционном* сценарии Консорциума 5 принято допущение, что ВВП России будет расти на 2,8% в среднем в год в 2021–2030 гг., а затем до 2060 г. — на 3,3%, а всего вырастет в 3,3 раза, а в *Целевом* сценарии — соответственно на 2,7%, на 3%, а всего — в три раза. По этому поводу возникает много вопросов. Как авторам удастся игнорировать неопределенность на таком длительном горизонте, демонстрируя такой маленький разброс? Как удастся при снижении занятости обеспечить рост производительности труда почти на 4% в год? В чем же инерция *Инерционного* сценария, если в нем темпы роста ВВП более чем в три раза превышают показатели 2008–2022 гг.? За счет каких факторов даже в *Инерционном* сценарии, в котором должна была бы присутствовать технологическая отсталость, удастся не только вывести СФП из отрицательной зоны, но и очень резко увеличить ее вклад в рост ВВП? Наконец, зачем авторы делают *Целевым* сценарий с более низкими темпами экономического роста по сравнению с *Инерционным*? В *Стратегии низкоуглеродного развития* (СНУР) России в *Инерционном* сценарии темпы роста ВВП падали до 1,5%, а в *Целевом* были равны 3%. Почему же все так быстро перевернулось?

Декарбонизация мировой экономики через снижение спроса на ископаемые топлива и производимую на их основе углеродоемкую продукцию сырьевых отраслей снижает доходы России от экспорта топлива и сырья. По оценкам автора, доля нефтегазового сектора в ВВП России к 2060 г. упадет с нынешних 16–17% до 4–5% [Башмаков 2021, 2022а, 2023а]. Изначально это обусловлено санкциями и соображениями энергетической безопасности импортеров, а затем — эффектами глобальной декарбонизации. Таким образом, декарбонизация мировой экономики тормозит рост экономики России, причем российские власти имеют очень ограниченные рычаги влияния на эти процессы.

Третье. Тем не менее российские власти могут влиять на процессы декарбонизации внутренней экономики и создать новый драйвер экономического роста. Чем заместить выпадающие доходы от экспорта топлива и сырья? Самые динамичные, перспективные и крупные рынки (которые в 2050 г. будут заметно превосходить по масштабам нынешние топливные рынки) — это рынки низкоуглеродных технологий. Это отлично понял Китай, который в 2024 г. обеспечил за их счет 26% прироста ВВП. Это отлично поняли США и ЕС, которые очень опасаются доминирования Китая — уже больше, чем роли России на рынках топлива. В работе Консорциума 5 говорится, что низкоуглеродные технологии капиталоемкие. Но это зависит от того, с чем сравнивать. Значительная часть инвестиций в нефтегазовую промышленность нацелена на то, чтобы компенсировать падение добычи, то есть здесь приростная капиталоемкость равна бесконечности: инвестиции есть, а прироста производства продукции нет. Кстати, в Китае доля капитальных вложений в низкоуглеродные технологии приблизилась к 5% ВВП. Прогнозные оценки ЦЭНЭФ-ХХІ показывают, что, как и отмечено в СНУР, декарбонизация внутренней экономики позволяет избежать риска перехода экономики России в режим сжатия (экономика «шагреновой кожи») и обеспечить условия для ее роста на фоне декарбонизации мировой экономики [Башмаков 2021, 2022, 2023 НГВ].

Четвертое. В *Инерционном* сценарии СНУР темпы роста ВВП равны 1,5%, а в *Целевом* — 3%. В *Инерционном* сценарии Консорциума 5 среднегодовые темпы роста ВВП России равны 2,8% в 2021–2030 гг. и 3,3% в 2031–2060 гг. В *Целевом* сценарии — соответственно 2,7% и 3%. В *Прогнозе развития мировой энергетики мира и России 2024* ИНЭИ РАН (2024) среднегодовые темпы роста на 2021–2050 гг. для России заданы в диапазоне 1,8–2,4%. Более высокие темпы заданы для сценария *Ключ*, в котором ускоренно применяются низкоуглеродные технологии. В прогнозе Goldman Sachs Research⁵ темпы роста ВВП России оценены на уровне 1,2% в 2025–2029 гг., 1,6% в 2030-х гг. и 1,2% до 2060 г. Кстати, если опираться на этот прогноз роста ВВП для разных стран и на данные Всемирного банка по ВВП на душу населения по паритету покупательной способности⁶, то при реализации *Инерционного* сценария Консорциума 5 получается, что к 2060 г. разрыв по ВВП на душу населения с США будет ликвидирован, а Германию Россия по этому показателю обгонит в 1,5 раза. Непонятно, чем обусловлен такой оптимизм.

Широкий диапазон оценок роста ВВП России дает ЦЭНЭФ-XXI [Башмаков 2023а]. В этой работе темпы роста ВВП не задаются, а оцениваются по результатам декарбонизации мировой и российской экономики. Чтобы экономика росла, СФП должна вырасти до 0,8% в год. Для этого необходимо ослабление санкций, эффективное импортозамещение, конкуренция, декарбонизация и продвижение нетопливного экспорта на новые рынки. Неуклонное снижение нефтегазового ВВП является одним из главных препятствий для экономического роста в России. Перед декарбонизацией в России стоят две задачи: (а) покрыть выпадающие нефтегазовые доходы и (б) после решения первой задачи — обеспечить прирост ВВП.

2. Прогнозы развития энергетики России до 2060 г.: декарбонизация или бег на месте?

Перспективы развития топливных отраслей

В *Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года* энергобаланс мира представлен более подробно, чем энергобаланс России. В *Стратегии* представлены *Инерционный* и *Целевой* сценарии. В *Целевом* объемы потребления ископаемого топлива заметно выше. Это значит, что цель *Стратегии* — сохранить или нарастить объемы использования, производства и экспорта ископаемого топлива. В *Целевом* сценарии в 2050 г. потребление, производство и экспорт нефти, природного газа и угля превышают значения 2023 г. Доля ископаемого топлива в потреблении первичной энергии в 2050 г. составляет 85% против 88% в 2023 г. Кроме того, есть еще и *Стрессовый* сценарий (сценарий ускоренного энергетического перехода), и *Сценарий технологического потенциала*. В последнем доля ископаемых топлив в 2050 г. равна 82% при значительном росте их потребления, а в *Стрессовом* сценарии она равна 84%, но уже при снижении объема потребления первичной энергии в 2050 г. относительно 2023 г. По мнению разработчиков *Стратегии*, Россия до 2050 г. так и не сможет выбраться из ловушки чрезмерной зависимости от ископаемого топлива: ни в одном из сценариев его доля не падает ниже 82%. Стратегическое видение правительства можно выразить простой формулой: *3F — Fossil Fuels Forever*. Разработчикам *Стратегий* пора менять менталитет. Нормально жить по схеме «все как встарь» не получится, *business-as-usual* — это неработающая схема. В жизни мы всегда имеем дело с трансформациями и переходами, в том числе энергетическими, по схеме *business-as-unusual*.

В 2022 г. ЦЭНЭФ-XXI подготовил сценарный прогноз декарбонизации всех секторов экономики России, позволяющий выйти на углеродную нейтральность к 2060 г. [Башмаков

⁵ Global Economics Paper. <https://www.goldmansachs.com/insights/goldman-sachs-research/the-path-to-2075-slower-global-growth-but-convergence-remains-intact>

⁶ <https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.PCAP.PP.CD>

и др. 2022, 2023а, 2023б; Башмаков 2022, 2023а, 2023б]. В этих работах решается задача достижения углеродной нейтральности для трех наборов сюжетных линий («три четверки»), охватывающих резко расширяющуюся зону неопределенности. Первый набор — *4S (Stagnation, Sanctions, Self-Sufficiency)*. Его можно также назвать *Forward-to-the-Past* (как аллюзия к *Back-to-the-Future*). Этот сценарий моделируется не как BAU, а как контрольный (*reference*) сценарий. Второй набор — *4D (Development Driven by Decarbonization and Democratization)* — открывает дверь для возврата в мировую экономику; третий — *4F (Fossil Fuels for Feedstock)* — базируется на сценарии *4D* и допускает более широкое использование ресурсов ископаемого топлива для неэнергетических целей, включая производство низкоуглеродного водорода и аммиака. В сценариях *4D* и *4F* для достижения углеродной нейтральности необходима глубокая трансформация энергетического сектора. Во всех сценариях ЦЭНЭФ-XXI потребление угля и жидкого топлива к 2050 г. и к 2060 г. падает; потребление природного газа в сценарии *4S* выходит на пик к 2030 г., а затем к 2050 г. и к 2060 г. начинает снижаться; в сценарии *4D* оно снижается более динамично, а в сценарии *4F* снижение отчасти компенсируется использованием природного газа на цели производства «голубого водорода», но после 2050 г. потребление все же уходит с «полки» и идет вниз. Объемы потребления ископаемого топлива снижаются во всех сценариях, а доля ископаемого топлива в потреблении первичной энергии в сценарии *4S* составляет 78% в 2050 г. и 73% в 2060 г.; в сценарии *4D* — соответственно 69% и 58%; а в сценарии *4F* — 72% и 59%. Значительная часть нефти и газа при этом используется в качестве сырья в нефте- и газохимии и при производстве водорода.

РЭА (2024) только в сценарии «*Все как встарь*» видит возможности наращивания использования нефтепродуктов и газа в России. Но даже в этом сценарии падает потребление угля. Доля ископаемого топлива снижается до 85%. В сценарии «*Рациональный технологический выбор*» потребление природного газа замораживается, а нефтепродуктов и угля — динамично снижается, и доля ископаемого топлива падает до 75%. Потребление всех ископаемых топлив также динамично снижается в сценарии «*Чистый ноль*», а их доля пикирует к уровню 54%. В нем суммарная выработка на ВЭС и СЭС в 2050 г. практически достигает уровня АЭС. Прогноз РЭА показывает значительный диапазон неопределенности и очерчивает широкие способности энергетической системы России к изменению. Последние два сценария показывают, что специалисты РЭА смогли уйти от видения будущего через призму *3F*.

ИНЭИ РАН (2024) предрекает, что в России к 2060 г. мало что изменится, и дает узкий диапазон доли ископаемого топлива в потреблении первичной энергии на 2050 г. (85–88%) при росте объемов потребления ископаемого топлива во всех сценариях. Природный газ останется основой российского энергоснабжения в целом и основой российской электроэнергетики; потребление нефтепродуктов будет расти или останется на нынешнем уровне; потребление угля снизится, но умеренно, а возможный вклад ВИЭ можно рассмотреть только через очень сильное увеличительное стекло (*nothing-to-see-view*).

В *Целевом* сценарии Консорциума 5 (2024) растет потребление жидкого топлива и природного газа, но снижается потребление угля, а доля ископаемого топлива падает до 81% к 2050 г. и до 75% в 2060 г. В *Инерционном* сценарии растет потребление жидкого топлива и природного газа, а потребление угля практически стоит на месте до 2050 г. и только к 2060 г. снижается. Доля ископаемого топлива даже немного растет (до 88,5% к 2050 г.) и в 2060 г. возвращается к уровню 2023 г. — 88%. Таким образом, и в этих прогнозах ископаемое топливо правит бал.

Прогнозы добычи, экспорта и потребления ископаемых топлив

В работе Консорциума 5 помимо *Инерционного (Ин)* и *Целевого (Це)* сценариев (с одинаковыми оценками экспорта топлива) дана еще *Оптимальная траектория (Он)*

развития ТЭК России с учетом влияния мер по декарбонизации экономики страны и ключевых стран и регионов мира. Оценки даны в млн т у.т.: экспорт нефти и нефтепродуктов во всех сценариях падает с 545 в 2019 г. до 503–535 в 2030 г. и до 367–391 в 2060 г.; экспорт природного газа (в *Ин* и *Це*) падает с 255 в 2019 г. до 128 в 2030 г. и затем немного отыгрывает до 142 в 2060 г., в *Оптимальном* сценарии он растет до 403 в 2030 г., а затем снижается до 369 в 2060 г.; экспорт угля во всех сценариях падает с 165 в 2019 г. до 139 в 2030 г. и до 43–46 в 2060 г. Где Консорциум 5 нашел возможность нарастить экспорт газа в 2025–2030 гг. на 240 млн т у.т., остается загадкой.

ИНЭИ РАН (2024) оптимистично оценивает возможность роста экспорта нефти и газового конденсата (в млн т н.э.) до 250–286 к 2035 г. и до 257–300 к 2050 г. Намного больше оптимизма в этом прогнозе в отношении экспорта газа: рост (в млрд м³) с 169 в 2022 г. до 246–346 в 2035 г. и до 215–308 в 2050 г. В отношении угля оптимизма у авторов существенно меньше, и экспорт падает (в млн т у.т.) до 92–150 в 2035 г. и до 46–115 в 2050 г.

По данным, представленным РЭА (2024), можно оценить нетто-экспорт топлива (в млн т н.э. на 2030 г. и 2050 г.) для трех сценариев: жидкое топливо — 369–396–470 и 102–269–549; природный газ — 169–158–198 и 81–313–332; уголь 127–227–328 и 51–127–357. Значения для 2020 г. в этой работе: жидкое топливо — 379; природный газ — 200; уголь — 311. Таким образом, в двух из трех сценариев РЭА видит возможности наращивания экспорта топлива.

В работе автора [Башмаков 2022а] дано другое видение перспектив экспорта топлива из России и сформулирован вывод, что экспорт и добыча российских топлив никогда устойчиво не вернутся на уровни 2021 г. Позже он был повторен МЭА [IEA 2024а]. Декарбонизация и политика энергетической безопасности покупателей российского топлива перекрывают «нефтяной кран» и вытаскивают «нефтяную иглу».

В прогнозах РЭА и институтов РАН много оптимизма, но нужно корректно оценивать риски. Стагнация или падение физических и стоимостных объемов экспорта топлива и неуклонное снижение нефтегазового ВВП — это препятствие экономическому росту. Нужно не наполнять прогнозы неоправданными надеждами, а серьезно искать и запускать альтернативные драйверы экономического роста. Китай, например, за счет развития низкоуглеродных технологий обеспечил 26% прироста своего ВВП в 2024 г.

Декарбонизация электроэнергетики

В качестве фона используем работу британских ученых [The Seventh Carbon Budget 2025]. В ней показано, что Великобритания нацелена на снижение удельных выбросов с 100 г СО₂/кВт·ч в 2024 г. до нуля в 2050 г. Газовая генерация без CCS к 2050 г. исчезает, а оснащенная CCS, наряду с использованием водорода, становится самым дорогим источником, нужным только для диспетчеризации в периоды, когда не будет хватать ресурсов ВИЭ и СНЭ. Напомним, что в Великобритании еще в 2010 г. на долю ископаемого топлива пришлось 77% генерации электроэнергии, а в 2023 г. — уже только 40%⁷.

В *Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года*⁸ показателей выбросов ПГ для электроэнергетики нет. Там вообще нет показателей выбросов ПГ. Приводится чрезвычайно лаконичная таблица под амбициозным названием «*Прогнозный топливно-энергетический баланс Российской Федерации*» для разных сценариев. Потребление всех видов энергоресурсов в ней отражено единственным показателем — «поставки на внутренний рынок». Показана динамика удельных расходов условного топлива (УРУТ) на выработку электрической энергии. Этот показатель растет с 248 г у.т./кВт·ч в 2023 г. до 263 г у.т./кВт·ч в 2030 г. и только потом снижается до 239 г у.т./кВт·ч, или только на 9% за 27 лет. Поставки газа на внутренний рынок растут с 496 млрд м³ в 2023

⁷ https://assets.publishing.service.gov.uk/media/687f4cf592957f2ec567c64f/UK_Energy_in_Brief_2024.pdf

⁸ <http://static.government.ru/media/files/LWYfSENa10uBrBoyLQqAAOj5eJY1A60.pdf>

г. до 602–669 млрд м³ в 2050 г., а угля — с 181 до 228–232 млн т у.т. Такая динамика возможна только в случае заметного увеличения использования газа в электроэнергетике, и не просто роста, а динамичного роста выбросов ПГ. На декарбонизацию нет даже намека.

Консорциум 5 (2024) рассмотрел семь сценариев с широким диапазоном цен на углерод. Анализ данных показывает, что даже без введения цены на углерод в базовом сценарии при заметном росте выработки электроэнергии можно добиться снижения выбросов к 2060 г. на 14%; при цене 67,5 долл./т CO₂ выбросы сокращаются на 50%, а при цене 125 долл./т CO₂ — на 56%. Затем эластичность снижения выбросов по цене резко падает, и более значительный рост цен на углерод слабо влияет на уровень выбросов, потому что доля безуглеродных источников упирается в непробиваемый потолок 88–90%, что зеркально формирует непробиваемый нижний предел потребления ископаемого топлива на ТЭС в размере 140 млн т у.т. То есть повышение цен на углерод за пределы 125 долл./т CO₂ не имеет смысла.

«Цены переключения» в электроэнергетике России Консорциумом 5 существенно завышены. Неясно, используют ли авторы феномен обучения (законы Мура и Райта) — снижение удельных капитальных вложений на единицу мощности по мере роста масштабов применения технологий — учет этого феномена позволяет заметно снизить цену переключения.

Резюмируя, можно сказать, что в этой части работы Консорциум 5 считает достижимым снижение выбросов на 50–56% к 2060 г. Однако в другом разделе своей работы Консорциум 5 приводит другие оценки динамики выбросов ПГ в «электроэнергетике и теплоснабжении (в части производства тепла на ТЭЦ)». В *Инерционном сценарии* в 2021–2060 гг. выбросы растут на 20% (удельные выбросы снижаются с 344,5 до 295,5 г CO₂/кВт·ч), а в *Целевом* снижаются на 20% (удельные выбросы снижаются до 145,4 г CO₂/кВт·ч). В *«оптимальном сценарии»* выбросы CO₂ от ТЭС снижаются только на 8%, а удельные выбросы — до 192 г CO₂/кВт·ч, что в два раза превышает нынешние удельные выбросы в Великобритании. Возможно, что в 2060 г. такие удельные выбросы окажутся самыми высокими в мире. Таким образом, теоретические оценки возможного снижения выбросов на 50–56% в процессе декарбонизации электроэнергетики не находят отражения в сценарных оценках Консорциума 5.

ИНЭИ РАН (2024) не дает оценок выбросов ПГ, сопряженных с генерацией электроэнергии. Косвенно на основе приведенных в этой работе данных о структуре генерации можно сделать вывод, что небольшое снижение доли ископаемых топлив (с 60% в 2021 г. до 54% в 2050 г.) приведет к снижению удельных выбросов CO₂ на 10–15%. Однако рост генерации на 32% перекрывает это снижение, и в итоге объем выбросов вырастет на 12–19%. То есть декарбонизации не будет. В сценарии РЭА (2024) *Рациональный технологический выбор* снижение выбросов CO₂ в электроэнергетике России в 2022–2050 гг. составляет внушительные 43%, а в сценарии *Чистый ноль* — 83%.

Согласно оценкам ЦЭНЭФ-XXI [Башмаков и др. 2022, 2023а, 2023б; Башмаков 2022а, 2023б], в 2060 г. энергосистема еще не станет полностью декарбонизированной, но доля источников с низкими и нулевыми выбросами углерода увеличится с нынешних 40% до 78%, что позволит снизить удельные выбросы до 100 г CO₂/кВт·ч к 2060 г. Конкурентоспособность ВЭС и СЭС будет расти, затраты на генерацию снизятся на фоне роста цен на газ и повышения CAPEXов на модернизацию действующих ТЭС и на строительство новых, чего постоянно требуют генерирующие компании. Уже сегодня Россия сталкивается с тем, что ни ТЭС, ни АЭС не способны быстро покрыть ожидаемый дефицит мощности на Дальнем Востоке, а строительство ВЭС и СЭС — способно. Сценарные оценки РЭА и ЦЭНЭФ-XXI могут оказаться заметно ближе к реальности, чем суперконсервативные оценки *Энергетической стратегии*, Консорциума 5 и ИНЭИ РАН.

Декарбонизация теплоснабжения

Теплоснабжение всегда было нелюбимым пасынком энергетической политики России. В *Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года* слово «теплоснабжение» упоминается 27 раз; есть даже полный лозунгов и призывов раздел «Теплоснабжение» — на полторы страницы. Более того, есть два целевых индикатора: «Количество субъектов Российской Федерации, внедривших модель „альтернативной котельной“» и «Доля схем теплоснабжения в населенных пунктах с централизованным теплоснабжением, разработанных (актуализированных) в электронном виде (не менее), процентов от общего количества разработанных (актуализированных) схем теплоснабжения». Заметим, что ни первый, ни второй не отражают никаких важных характеристик систем теплоснабжения. В этом документе для России, которая застряла на системах теплоснабжения 2-го и 3-го поколений, нет ни слова про системы теплоснабжения 4-го и 5-го поколений [Lund et al. 2021]. Поэтому неудивительно, что декарбонизация систем теплоснабжения попала в фокус только Консорциума 5 и ЦЭНЭФ-XXI. Консорциум 5 (2024) при использовании топлива на ТЭС не разделяет сопутствующие выбросы на производство электрической и тепловой энергии, но выделяет выбросы от сжигания топлива на котельных. В *Целевом* сценарии в 2021–2060 гг. они снижаются с 201 до 114 млн т CO₂. Удельные выбросы на выработку тепла снижаются с 305 до 255 кг CO₂-экв./Гкал. Видимо, это итоговый показатель и для ТЭЦ, и для котельных. То есть удельные выбросы снижаются на 16% за 39 лет. В *Инерционном* сценарии выбросы на котельных снижаются до 165 млн т CO₂, а удельные выбросы — до 291 кг CO₂-экв./Гкал, или только на 4,6%. В работах ЦЭНЭФ-XXI [Башмаков и др. 2022, 2023а, 2023б; Башмаков 2022а, 2023б] удельные выбросы на производство тепловой энергии на ТЭС и котельных к 2060 г. в сценарии *4D* снижаются до 193 кг CO₂-экв./Гкал. Поскольку темпы роста экономики ниже, а интенсивность мер по экономии тепловой энергии у потребителей выше, то выбросы снижаются более значительно. Выбросы от котельных снижаются до 89 млн т CO₂.

Перспективы развития ВИЭ

Перспективы развития ВИЭ в России так или иначе отражены по многим прогнозам. В *Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года* в избыточно лаконичной таблице с амбициозным названием «*Прогнозный топливно-энергетический баланс Российской Федерации*» в составе потребления первичной энергии приводится показатель «*Возобновляемые источники энергии*», который растет с 3,1 млн т у.т. в 2023 г. до 16,7–17,3 млн т у.т. в 2050 г. Что именно он включает, неясно, но в любом случае, на его долю приходится чуть больше 1% потребления первичной энергии в 2050 г. против 0,24% в 2023 г. То есть стратегическое видение правительства можно выразить простой формулой: *ВИЭ остается на скамейке запасных*.

ИНЭИ РАН (2024) дает такой диапазон оценок на 2050 г. (млрд кВт·ч): ВЭС — 21–61; СЭС — 11–26; биоТЭС — 5–6; прочие ВИЭ — 1. Итого 38–94 млрд кВт·ч. Совсем немного. Для справки отметим, что в Великобритании уже в 2023 г. на ВЭС и СЭС было выработано 96,2 млрд кВт·ч⁹. В сценарии РЭА (2024) *Все как встарь* выработка на ВЭС и СЭС растет к 2050 г. до 15 млрд кВт·ч, в сценарии *Рациональный технологический выбор* — до 585 млрд кВт·ч, а в сценарии *Чистый ноль* — до 1264 млрд кВт·ч. Это самая высокая оценка из всех имеющихся. Консорциум 5 (2024) сначала рассматривает несколько сценариев реакции со стороны ВИЭ (ВЭС и СЭС) в ответ на введение цен на углерод и квотирование выбросов. В зависимости от этой цены и требуемого снижения выбросов мощности ВИЭ растут до 30–81 ГВт в 2050 г. и до 39–88 ГВт в 2060 г., а генерация на ВИЭ — до 64–155 млрд кВт·ч в 2050 г. и до 86–169 млрд кВт·ч в 2060 г. Эти «амбиции» на 2060 г. соответствуют только 4–8% генерации на ВЭС и СЭС в суммарной выработке. В другом разделе работы Консорциума 5 приведены другие оценки, которые не согласуются с приведенными выше.

⁹ https://assets.publishing.service.gov.uk/media/687f4cf592957f2ec567c64f/UK_Energy_in_Brief_2024.pdf

В *Инерционном* сценарии выработка на ВИЭ к 2060 г. растет до 77 млрд кВт·ч (ВЭС — 60, СЭС — 17), а в *Целевом* — до 557 млрд кВт·ч (ВЭС — 379, СЭС — 178). Это 23% всей генерации — и уже совсем другое дело. В сценариях ЦЭНЭФ-XXI [Башмаков и др. 2022, 2023а, 2023б; Башмаков 2022а, 2023б] даны следующие оценки: в сценарии 4*S* централизованная выработка на основе ВЭС и СЭС растет до 279 млрд кВт·ч, или до 21% от всего объема выработки; в сценарии 4*D* соответственно 332 млрд кВт·ч и 24%. В доработанной в 2023 г. версии этого сценария выработка растет до 458 млрд кВт·ч, или до 27% от общей выработки, включая 265 млрд кВт·ч на ВЭС и 193 млрд кВт·ч на СЭС; в сценарии 4*F* ветровая генерация достигает 352 млрд кВт·ч, а солнечная — 192 млрд кВт·ч, или в сумме 544 млрд кВт·ч. И они суммарно обеспечивают вполне реалистичные 30% совокупной выработки электроэнергии. Таким образом, диапазон видения будущего ВИЭ в электроэнергетике России очень широк: от 15 до 1264 млрд кВт·ч. Если не рассматривать крайние значения, то он сужается до 77–557 млрд кВт·ч, но все еще остается довольно широким. При этом в оценках перспектив развития ВИЭ в мире в последние десятилетия многие оптимисты неоднократно оказывались пессимистами: генерация на ВИЭ росла намного быстрее даже их ожиданий.

Расширение перечня источников данных о введении мощностей возобновляемой энергетики помимо ВЭС и СЭС

Консорциум 5 декларирует, что ему «удалось расширить перечень источников данных о возобновляемых источниках энергии (отличных от солнечной и ветровой энергетики)». Однако, описывая использование биомассы, он опирается на форму статотчетности 4-ТЭР, по которой отчитываются только крупные и средние предприятия. То есть охват неполный. А источники данных по геотермальным ЭС и приливной ЭС также имеются в статотчетности по электробалансу.

Чего в России реально не хватает, так это данных по использованию разных видов ВИЭ на объектах потребителей — у просьюмеров, за счетчиками. Консорциум 5 эту задачу не решил. Во многих странах учет мощностей децентрализованных СЭС, ВЭС, солнечных водоподогревателей, тепловых насосов, индивидуальных котлов на биомассе и дровах ведется, а в России — нет, есть только отдельные оценки. Развитие распределенной генерации (РГ) — это магистральный тренд глобального энергетического перехода. В мире установленная мощность распределенной генерации на ВИЭ (свыше 700 ГВт) обеспечивает выработку более 14% всей ВИЭ-генерации электроэнергии. РГ тепловой энергии составляет около 50 ЭДж, из которых почти половина приходится на традиционное использование биомассы, 30% — на современное использование биомассы, 20% — на тепловые насосы и 1% — на солнечные водонагреватели. Более 70 стран ввели тарифы, позволяющие стимулировать установку объектов РГ, а также программы льгот, субсидий и грантов, позволяющие покрыть часть первоначальных затрат на покупку оборудования. Некоторые страны действуют более радикально и вводят запреты на использование ископаемого топлива в индивидуальных отопительных системах, тем самым также продвигая РГ на основе ВИЭ. Во многих странах, в том числе и развивающихся, налажен учет масштабов развития децентрализованных ВИЭ.

По всем этим технологиям в России есть успешные примеры реализации. Но ни проблема учета, ни проблема масштабирования РГ на базе ВИЭ в России не решена. Было намерение стимулировать установку 1 ГВт децентрализованных СЭС в 2030 г., но испарилось.

3. Оценки социальной цены углерода и цен переключения для России

Социальная цена углерода

Согласно экономической теории, цена на углерод должна быть установлена на уровне социальной цены (стоимости) углерода (СЦУ), то есть предельной стоимости ущерба, вызванного выбросами дополнительной тонны углерода в любой момент времени.

В работах «Towards a social cost of carbon with national characteristics»¹⁰ и «Comprehensive evidence implies a higher social cost of CO₂»¹¹ дана частота оценок СЦУ для 76 стран. Медианная страна оценивает СЦУ близко к 10 долл. США/т С (36,7 долл./т CO₂), с диапазоном от 2 долл. США/т С (5-й процентиль) до 60 долл. США/т С (95-й процентиль), или 7–220 долл./т CO₂. Медианный ученый (из 181 экспертов) оценивает СЦУ равной 24 долл. США/т С, или 88 долл./т CO₂. Более надежные оценки СЦУ можно получить с помощью интегрированных оценочных моделей (IAM), которые прогнозируют последствия изменения климата при различных сценариях и позволяют рассчитать ущербы. При использовании краткосрочной безрисковой ставки дисконтирования 2% средняя оценка СЦУ равна 185 долл./т CO₂ (44–413 для диапазона 5–95% в долл. США 2020 г.). Агентство по охране окружающей среды США оценивает СЦУ равной 204 долл./т CO₂ [Lazard 2024].

В отчете Консорциума 5 дано другое определение СЦУ: «социальная цена углерода — это стоимостной эквивалент ущерба от выброса одной тонны парниковых газов (ПГ)». Он уже оценивается не как предельная, а как средняя стоимость. Для России Консорциум 5 даетвилку СЦУ от -113 руб./т CO₂ (-12 долл./т CO₂) до 1802 руб./т CO₂ (20 долл./т CO₂). Знак минус означает, что выгоды превышают ущербы. Таким образом, по оценкам Консорциума 5, Россию минует участь пострадать от изменения климата. Понять, как были получены эти оценки, несложно: достаточно обратиться к брошюре, подготовленной Центром «Климатическая политика и экономика России» ИПП РАН (2024) при поддержке Фонда Мельниченко, где обосновывается наличие для России выгод от изменения климата.

Цены переключения в электроэнергетике

Конкурентоспособность низкоуглеродных технологий определяет скорость их проникновения на рынок. Одним, хотя далеко не единственным и даже не главным инструментом стимулирования их развития является введение цены на углерод. Ее добавление в формулу приведенных затрат на генерацию электроэнергии (LCOE) делает технологии на ископаемом топливе более дорогими и тем самым менее конкурентоспособными. Цена углерода, при которой LCOE источников на ископаемом топливе и на ВИЭ выходят на паритет, и называется ценой переключения. На регулярной основе LCOE оцениваются и сравниваются в проектах Lazard (2024) и IRENA (2023). По оценкам Lazard, во многих случаях ВИЭ уже конкурентоспособны. Такой же вывод получен в самой авторитетной научной публикации по декарбонизации — Шестом оценочном докладе Рабочей группы III МГЭИК [Clarke et al. 2022, глава 6] и в оценках МЭА [IEA 2024a] и многими другими аналитическими центрами. Кстати, ценовой паритет достигается в основном за счет снижения LCOE при увеличении масштабов применения ВИЭ — налицо эффект обучения, и в существенно меньшей степени — за счет введения цены на углерод. Там, где сетевые СЭС и ВЭС на суше пока еще дороже, для выхода на ценовой паритет требуется введение цены на углерод в размере 40–60 долл./т CO₂.

С такими оценками кардинально не согласен Консорциум 5. В этой работе не приведены сами значения LCOE, но приведены значения цен переключения. Неясно также,

¹⁰ https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0165176524004610?ref=pdf_download&fr=RR-7&r=9aa63a01da059da0

¹¹ <https://pubmed.ncbi.nlm.nih.gov/36049503/>

используется ли в этих расчетах такой необходимый методологический элемент, как эффект обучения. Методологически имеет смысл сравнивать LCOE только для новых станций. По логике экспертов РАН получается, что для сетевых ВИЭ цена переключения по сравнению с новыми ПГУ равна 88–436 долл./т CO₂. Докажем, что этого не может быть. Во-первых, это противоречит собственным результатам Консорциума 5, которые показывают, что при цене на углерод 67,5 долл./т CO₂ генерация на топливных ТЭС снижается в 2060 г. с 708 до 215 млрд кВт·ч. Во-вторых, если в качестве аргумента использовать тезис, что в России из-за малых масштабов использования ВИЭ удельные капитальные вложения для них выше среднемировых, то это еще в большей степени справедливо для топливной генерации. В таблице 20 *Обосновывающих материалов к Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2042 г. (2024)* приведены следующие базовые значения удельных капитальных затрат (тыс. руб./кВт): ПГУ — 134; ГТУ — 124, ПСУ (газ) — 154 и ПСУ (уголь) — 260. Для ОЭС Центра эти значения умножаются на региональный коэффициент удорожания, равный 1,15. Тогда для ПГУ получим 154,1 тыс. руб./кВт, а для ПСУ (газ) — 177,1 тыс. руб./кВт. Получается, что при валютном курсе 80–100 руб./долл. удельные капитальные вложения в традиционную генерацию равны 1500–3250 долл./кВт. Это заметно выше оценок LAZARD (2024) стоимости мощности пиковых газовых ТЭС — 700–1150 долл./кВт и ПГУ — 650–1300 долл./кВт. То есть удельные капитальные вложения в России более чем в два раза превышают оценки LAZARD. Заметим, что серийного выпуска российских турбин для ПГУ еще нет, как нет и российской технологии для угольных ТЭС на сверхкритических параметрах пара. Поэтому настоящих оценок удельных капитальных вложений и выверенных технологических параметров для этих технологий при использовании российского оборудования пока просто не существует. Эксперты РАН их и не приводят. В-третьих, при указанных ценах переключения топливная генерация кратно дорожает, однако для достижения ценового паритета такого удорожания не требуется. Для ПГУ с КПД 55% удельные выбросы равны 356 г CO₂/кВт·ч. Тогда при введении цены 88–436 долл./т CO₂ цена электроэнергии от ПГУ вырастет на 3–15 центов/кВт·ч, или на 3–12 руб./кВт·ч, а для новой угольной ТЭС с КПД 40% даже при цене на углерод 50 долл./т CO₂ LCOE прирастает на 4,3 центов/кВт·ч, или на 3–4 руб./кВт·ч. Согласно оценкам АРВЭ (2024), LCOE для сетевых СЭС и ВЭС в России устойчиво снижаются и уже сегодня примерно равны LCOE для ПГУ. Поэтому цена переключения уже близка к нулю и уж точно существенно ниже 88–436 долл./т CO₂.

Цены переключения на транспорте

Цена углерода, при которой стоимость владения автомобилем на жидком топливе и электромобиля выходят на паритет, называется ценой переключения на транспорте. Стоимость владения автомобилем включает цену покупки (минус субсидии и остаточная стоимость), обслуживание кредитов на его покупку, расходы на топливо и энергию, на страхование, налоги, ремонт, техническое обслуживание и т.д.

Консорциум 5 получил следующие результаты (условия расчетов в работе не указаны, поэтому проверить их нет возможности): при сохранении текущего соотношения стоимостей приобретения автомобилей на различных видах топлива и розничных цен на топливо паритет электромобилей с автомобилями на ДВС достигается при цене 338 долл./т CO₂. Для достижения паритета электробусов с автобусами на ДВС требуется цена 133 долл./т CO₂, а на КППГ — 275 долл./т CO₂. Проверим эти расчеты на примере нового легкового автомобиля среднего класса. Допустим, что расход бензина для него равен 8,1 л/100, а электроэнергии для аналога — 18,7 кВт·ч/100 км [IEA 2024b]. Тогда при пробеге 15 тыс. км/год потребление бензина составит 1215 л, а электроэнергии — 2805 кВт·ч. При цене на бензин 60 руб./л расход на топливо составит 72 900 руб./год, а при цене на электроэнергию 6 руб./кВт·ч — 16 830 руб./год. Разница равна 56 070 руб./год. То есть лишь за счет экономии на энергоснабжении — при условии, что прочие составляющие затрат в

рамках жизненного цикла равны, и исходя из срока службы автомобиля 10–15 лет — ценовой паритет достигается, когда электромобиль дороже автомобиля на ДВС на 5607–8410 долл. В основном электромобили уже укладываются в этот диапазон. В Китае в 2023 г. разница была равна примерно 6,5 тыс. долл., а в Германии — 8,5 тыс. долл. [IEA 2024b]. Эта разница динамично сокращается: в Великобритании она сократилась с 10 тыс. фунтов в 2023 г. до 4 тыс. фунтов в 2025 г.¹². Ожидается, что к 2030 г. электромобили уже будут дешевле [The Seventh Carbon Budget 2025]. В итоге и без субсидий, и без цены на углерод электромобили уже во многих случаях достигли ценового паритета.

Выбросы равны 2,3 кг CO₂/л бензина и в зависимости от источника электроэнергии — 0–367 г CO₂/кВт·ч (верхняя граница соответствует среднему значению для России за 2024 г.). Тогда при принятых условиях расчета за год выбросы составят 2,8 и 0–1,029 т CO₂/автомобиль/год соответственно. При цене 338 долл./т CO₂ и курсе 90 руб./долл. получим 30 420 руб./т CO₂. Тогда плата за выбросы от автомобиля на ДВС равна 85 176 руб./год, а для электромобили — 0–31 302 руб./год. Разница затрат на топливо плюс разница платы за выбросы для автомобиля на ДВС и электромобили вырастает до 113 077–138 113 руб./год, или до 1256–1535 долл./год. Если автомобиль служит 10–15 лет, то электромобиль должен стоить на 12,6–23,5 тыс. долл. дороже, при условии, что прочие составляющие затрат цикла жизни равны. Но такого разрыва в ценах на приобретение электромобилей и автомобилей на ДВС нет ни на каких рынках. Согласно данным Росстата на конец 2024 г., средняя стоимость легкового автомобиля в России составила 1,857 млн руб., а электромобили «Москвич 3М» в базовой комплектации — 3,025 млн руб. То есть разрыв в цене равен почти 13 тыс. долл. Видимо, исходя из этих допущений, Консорциум 5 и получил свои результаты. Однако в силу ограниченности предложения цены на электромобили на российском рынке пока нельзя считать показательными. На основе показателей зарождающегося рынка электромобилей в России нельзя делать выводы о возможных параметрах его зрелой стадии, так же как нельзя использовать длину шага годовалого ребенка для измерения дистанции, пройденной взрослым за 1000 шагов.

Цены переключения в промышленности

Для промышленности цена переключения — это цена углерода, при которой затраты на производство основных базовых крупнотоннажных материалов (металлов, минеральных строительных материалов, химической продукции) с помощью низкоуглеродных и традиционных технологий уравниваются. В России и других странах в фокусе внимания имеющихся сценариев находятся энергетика, транспорт и здания, а декарбонизации промышленности уделяется относительно мало внимания. Однако мировая промышленность ответственна за 24% прямых выбросов и за 34% суммарно прямых и косвенных выбросов, и именно на нее пришелся основной прирост выбросов ПГ после 2000 г. [Bashmakov et al. 2022a; Башмаков 2022в].

В исследованиях по декарбонизации российской промышленности вопросы цены переключения затрагиваются только в двух работах: подготовленной в 2022 г. работе Башмаков и др. (2023б) и в работе Консорциума 5 (раздел подготовлен ИЭОПП СО РАН), Обсудим сначала оценки Консорциума 5. Авторы фактически приходят к выводу, что декарбонизация российской промышленности не такое уж и затратное дело. Цена переключения для стали получается равной 3334–6455 руб./т CO₂, или примерно 30–65 долл./т CO₂; для цемента — 16 647–19 054 руб./т CO₂ (160–190 долл./т CO₂), для аммиака — 1500–5000 руб./т CO₂ (15–50 долл./т CO₂). В работе ЦЭНЭФ-XXI [Башмаков и др. 2023а] показано, что для стали паритет с традиционной технологией (доменная печь-конвертер) может быть достигнут в 2030–2035 гг. при цене на углерод 6–15 долл./т CO₂; для цемента — в 2035–2040 гг. при цене 30–50 долл./т CO₂, для аммиака — в 2050–2055 гг. при цене 78–93 долл./т CO₂. Оценки ЦЭНЭФ-XXI учитывают снижение стоимости низкоуглеродных

¹² <https://www.greenmatch.co.uk/electric-vehicles>

промышленных технологий за счет НТП и масштабирования их применения. В целом для России Консорциум 5 получил адекватные оценки для нынешнего состояния технологий, а ЦЭНЭФ-XXI — для их перспективных состояний. На основе анализа большого числа публикаций МГЭИК в работе [Bashmakov et al. 2022a] авторы оценили стоимость реализации отдельных групп низкоуглеродных технологических решений для цемента, стали, крупнотоннажной химии и для промышленности в целом. Основной вывод: производственные издержки для базовых материалов с очень низкими или нулевыми выбросами могут быть высокими, но издержки для конечных потребителей и экономики в целом будут низкими. Потенциал и издержки сокращения выбросов в промышленности, особенно в тяжелой промышленности, сильно зависят от инноваций и мер по продвижению технологий на рынки. Технологии, позволяющие вывести все отрасли промышленности на очень низкие или нулевые выбросы, существуют, но для снижения затрат требуется 5–15 лет интенсивных инноваций и мер по поддержке их коммерциализации. Необходимая для обеспечения паритета цена углерода равна 50–150 долл. США/т CO₂-экв. с широкими вариациями внутри и за пределами этого диапазона. Хотя рост издержек производства может быть значительным, он приводит к очень небольшому увеличению издержек на конечную продукцию — обычно менее нескольких процентов.

4. Повышение энергоэффективности в зданиях

Сектор зданий России — крупный потребитель энергии. На его долю приходится около 40% потребления первичной энергии при учете всех косвенных эффектов (расход энергии на выработку, передачу и распределение тепловой и электрической энергии, используемой в зданиях) [Башмаков 2016]. В фокус внимания Консорциума 5 попало повышение энергоэффективности (ЭЭ) только в зданиях, а вот в других секторах почему-то не попало. Кратко опишем информационную базу и логику модельных расчетов и снабдим описание своими комментариями. Обычно в моделях по зданиям выделяют общественные здания (детские сады, школы, поликлиники, больницы, спортивные, административные, здания культуры, коммерческие, торгово-развлекательные центры), промышленные, сельскохозяйственные и жилые. Последние делятся на многоквартирные (МКД) и индивидуальные жилые дома (ИЖД). Моделируется использование энергии на цели отопления, горячего водоснабжения (ГВС), приготовления пищи, освещения, охлаждения и заморозки, стирки, кондиционирования воздуха, а также потребление прочими бытовыми приборами. Все эти процессы структурируются по видам используемого топлива или энергии, а также по уровню энергоэффективности применяемых технологий, включая генерацию электрической и тепловой энергии на базе ВИЭ просьюмерами в самих зданиях. Перспективы повышения ЭЭ в новых и капитально ремонтируемых зданиях зависят от комбинации пакетов энергосберегающих мер (выбор из 26 мер для жилых и 28 мер для общественных зданий). Эти комбинации, в свою очередь, зависят от целевых установок по ЭЭ и от затрат жизненного цикла здания. Пакеты моделируются отдельно для новых и капитально ремонтируемых МКД и для ИЖД. Это сложное моделирование, которому, однако, нет альтернатив, если нужен качественный результат.

Но Консорциум 5 рассматривает лишь две меры по повышению энергоэффективности в секторе зданий: (1) *увеличение доли площадей жилищного фонда с высокими классами энергоэффективности (А—С)* и (2) *проведение энергоэффективных капитальных ремонтов на жилищных площадях с повышением класса энергоэффективности*. Таким образом, из рассмотрения выпадают все общественные и прочие здания, а также все ИЖД, и остаются только МКД. Классы ЭЭ устанавливаются на основе удельного потребления энергии только на цели отопления, ГВС и освещения мест общего пользования, а значит, потребление газа и электроэнергии в ИЖД и квартирах в сферу анализа не попадает. Получается, что границы анализа охватывают менее половины потребления энергии жилыми зданиями и только треть потребления энергии всеми зданиями.

Информационной базой для модели Консорциума 5 послужили данные с сайта Фонда развития территорий. Но там класс энергоэффективности присвоен только 13% МКД. Авторы используют алгоритм, который сам присваивает класс энергоэффективности остальным МКД. Иными словами, класс энергетической эффективности для 87% МКД придумал сам Консорциум 5. Теперь посмотрим на адекватность присвоения класса энергоэффективности МКД на основе отчета, подготовленного ЦЭНЭФ-ХХІ для Счетной палаты в 2022–2023 годах [Башмаков и др. 2024б]. В этой работе приведены результаты проведенных ЦЭНЭФ-ХХІ энергетических обследований 112 МКД, расположенных в пяти городах России — от Ставрополя до Якутска. Из всех этих МКД только для 30 были указаны проектные классы энергоэффективности на фасадах зданий, на сайте МинЖКХ или в информационных системах АИС «Реформа ЖКХ» и ГИС ЖКХ. Только в 23% случаев значение фактического класса энергоэффективности совпало с указателями на фасадах МКД и только в 25% — со значениями в вышеупомянутых базах данных; в основном же (64%) значение класса энергоэффективности превышало фактический уровень. Поэтому даже данные по 13% МКД неадекватны, не говоря уже о «реставрированных» на их основе значениях. Получается, что вся информационная база модели Консорциума 5 неадекватна.

Но и это еще не все. Консорциум 5 рассматривает удельный расход тепловой энергии без разделения его на отопление и ГВС, а расход электроэнергии на общедомовые нужды (ОДН) и вовсе не учитывается. Спрос на тепловую энергию в их расчетах привязан к среднегодовой температуре наружного воздуха. Все профессиональное сообщество использует другой и правильный показатель — градусо-сутки отопительного периода (ГСОП). В Приказе Минстроя России № 399/пр удельный расход тепловой энергии на нужды ГВС в зависимости от параметров МКД варьирует в диапазоне 102–147 кВт·ч/(м²·год). Исходя из этого диапазона устанавливается проектный класс энергоэффективности МКД. Фактически же, согласно анализу ЦЭНЭФ-ХХІ, средний расход энергии на нужды ГВС в 112 МКД составил 71 кВт·ч/(м²·год). Получается, что базовый уровень расхода тепловой энергии на нужды ГВС в Приказе Минстроя завышен на 48 кВт·ч/(м²·год), или на 68% (см. подробнее в [Башмаков и Борисов 2023]). Это позволяет завысить проектный класс энергоэффективности. При оценке базового уровня удельного потребления энергии в МКД необходимо существенно снизить значения удельного потребления энергии на нужды ГВС.

В реферате своей работы Консорциум 5 сообщает, что создан инструментарий оценки эффектов от мер по повышению энергоэффективности в секторе зданий. Консорциум 5 приписывает каждому классу энергоэффективности удельный расход энергии, затем принимает допущение о росте со временем долей МКД с более высокими классами энергоэффективности и на этой основе оценивает экономию энергии. При этом затраты на повышение энергоэффективности не зависят от того, с какого до какого класса ЭЭ происходит повышение. Однако длина шага между классами заметно различается. Вводится еще параметр «востребованности жилья» и потепления климата через среднегодовую температуру. Однако очевидно, что если построенный МКД заселен лишь частично, то отапливается он уже полностью. Поэтому низкий уровень «востребованности жилья» к экономии тепла на отопление не приводит и дает снижение только потребления тепла на нужды ГВС. Переход из одного класса ЭЭ в другой требует разных пакетов технических мер, которые позволяют реализовать разные доли потенциала экономии энергии. Но в модели Консорциума 5 эти меры не учитываются и даже не упоминаются, а класс энергоэффективности повышается сам собой. Принято допущение, что энергоэффективный капитальный ремонт (КР) МКД позволяет повысить класс энергоэффективности до «С». Но анализ ЦЭНЭФ-ХХІ показал, что МКД, прошедшие КР, практически только достигают базового уровня ЭЭ, и в среднем потребление в них снижается на 10%. После энергоэффективного КР только 13% МКД попали в класс «С».

Для увеличения объема экономии энергии нужно расширять пакеты мер энергоэффективного КР.

В отличие от Консорциума 5, который использует столь примитивную модель, ЦЭНЭФ-ХХІ для анализа повышения энергоэффективности в секторе зданий использует несколько сложных моделей (см. их краткое описание в [Башмаков и др. 2022]); МЭА использует сложную модель, которая описана в IEA (2024с); Департамент энергетики США — модель NEMS [EIA 2022]. Таких моделей много больше, но достаточно пройти по указанным ссылкам, чтобы понять, что для повышения энергоэффективности в зданиях требуется формирование сложных моделей, а подходы Консорциума 5 для этих целей не годятся. Если использовать модельный комплекс ЦЭНЭФ-ХХІ и учитывать только МКД, то для разных сценариев можно оценить снижение удельных расходов энергии на отопление и ГВС в МКД; но, как уже было сказано, это всего треть потребления энергии в зданиях. Результаты оценок по всем жилым зданиям и по всем процессам энергопотребления в них даны в работах ЦЭНЭФ-ХХІ [Башмаков и др. 2023а, 2023б].

5. Оценки эффектов от использования механизмов с ценами на углерод

Эффекты СВАМ

Анализ эффектов пограничного корректирующего углеродного механизма Европейского союза (СВАМ) для российской промышленности уже имеет некоторую историю, однако многие оценки базируются на неверном понимании сути механизма СВАОМ. Анализ более ранних оценок эффектов СВАОМ дан в работах ЦЭНЭФ-ХХІ [Башмаков 2022б; Башмаков и др. 2021; Bashmakov et al. 2022]. Самые последние оценки эффектов СВАОМ (декабрь 2024) приведены в работе Консорциума 5 (силами ИМП РАН). Ниже будет проведен анализ этих оценок и последних оценок ЦЭНЭФ-ХХІ. Консорциум 5 считает, что потери российского бизнеса от СВАОМ равны платежам импортеров российских товаров в ЕС по перечню продукции, охваченной механизмом СВАОМ. Однако известно, что эти платежи осуществляют не производители товаров, а их импортеры. Делать расчеты при таком подходе проще, но он в корне ошибочен.

Как работает механизм СВАОМ? Ответ на этот вопрос был дан еще в статье [Башмаков 2022б]. Бизнес в ЕС должен перейти от бесплатной выдачи квот на выбросы ПГ к платной. Доля бесплатных квот падает до нуля к 2034 г. Следовательно, СВАОМ-товары производителей из ЕС становятся дороже. Чтобы создать равные условия конкуренции для европейских импортеров СВАОМ-товаров из других стран, также вводятся платежи — расходы на покупку сертификатов СВАОМ на воплощенные в этих товарах выбросы ПГ по таким же ценам. Российские экспортеры предоставляют импортерам только информацию об углеродоемкости своих товаров. На рынке ЕС происходит повышение стоимости СВАОМ-товаров на размер углеродной надбавки для всех поставщиков. При повышении цен на углеродную составляющую потребление СВАОМ-товаров на рынке ЕС (при прочих равных условиях) снижается в зависимости от эластичности спроса на эти товары по их цене. Если углеродоемкость СВАОМ-товаров в ЕС ниже, чем у конкурентов, то их производство в ЕС растет. Спрос на импорт товаров из отдельных стран может снижаться как за счет сокращения потребления, так и за счет роста предложения производителями в ЕС или конкурирующими поставщиками из других стран с низким углеродным следом. В итоге рыночные ниши для импорта попадают в «низкоуглеродные тиски». Потери доходов российских экспортеров могут происходить только за счет сокращения их рыночных ниш, которое зависит от эластичностей потребления, производства и импорта по цене. Если эти эластичности равны нулю, то расходы на покупку сертификатов есть, а потерь от экспорта нет. Важно знать не абсолютное, а относительное (по сравнению с конкурентами) удорожание продукции за счет платы за углерод.

В расчетах Консорциума 5 коэффициенты эластичностей даже не упоминаются. Допустим, что углеродоемкость российского СВАМ-товара такая же, как и в ЕС. Тогда доля цены углерода в цене товара будет одинаковой. Спрос в ЕС на подорожавшие товары снизится. От этого пострадают производители и в ЕС, и в России. При прочих равных условиях и те и другие потеряют некоторую долю рынка ЕС. Эта потеря зависит от эластичности спроса по цене. Платежи импортеров по СВАМ вовсе не служат индикатором потерь российского бизнеса: чем меньше потерь он несет или чем больше преимуществ получает, тем (при неизменной углеродоемкости) выше платежи европейских импортеров российских СВАМ-товаров. Эти платежи вообще могут быть сведены к нулю за счет декарбонизации российского экспорта.

Каковы же оценки Консорциума 5 потерь от СВАМ? Оценки для объемов экспорта до введения санкций в зависимости от условий — 2,8–8,7 млрд долл. в год к 2034 г. и позже, а после введения санкций — 1,1–3,9 млрд долл. Сравним с оценками ЦЭНЭФ-XXI, полученными в декабре 2022 г. [Bashmakov et al. 2022b]. Введение санкций закрыло рынки ЕС для некоторых СВАМ-товаров. Потери доходов от российского экспорта СВАМ-товаров в результате санкций можно оценить в 4,1–5,4 млрд долл. Они превышают половину доходов от СВАМ-экспорта из России в ЕС до 2022 г. и значительно превосходят любые потери, которые ожидалось от СВАМ. Сравнительный анализ 10 сценариев позволил сделать следующие выводы.

При наиболее вероятном сочетании различных условий потери российских компаний из-за СВАМ не превысят 1–1,5 млрд долл. к 2050 г. Экспорт от низкоуглеродных заводов и установок поможет снизить чистые потери экспортной выручки практически до нуля. Фискально-нейтральное ценообразование на углерод в России может принести 2 млрд долл. дополнительных экспортных доходов за счет ограничения ценовых надбавок российских экспортеров на продукцию СВАМ. При стремлении компенсировать более высокую углеродоемкость снижением рентабельности потери определяются как баланс эффектов от замедления сжатия рыночной ниши и падения прибыли. Если у российских экспортеров углеродоемкость ниже, чем у конкурентов, то можно увеличить доходы за счет использования СВАМ. Из-за роста цен на рынках ЕС, в том числе по цепочке создания стоимости, производители ЕС теряют часть внешних рынков. Это расширяет рынки для конкурентов. Решением этой проблемы сейчас сильно озабочены власти ЕС.

Главный риск для поставщиков — быстрое снижение углеродоемкости у конкурентов. Для получения конкурентных преимуществ и минимизации потенциальных потерь от введения СВАМ необходимо: в ограниченные сроки сформировать прозрачную и сопоставимую с ЕС систему отчетности по выбросам и стокам ПГ; создать систему бенчмаркинга по уровню углеродоемкости основных видов экспортной промышленной продукции (для продукции черной металлургии, алюминия, цемента, кирпича, аммиака и ряда других продуктов такие системы уже созданы силами ЦЭНЭФ-XXI и ФГАУ «НИИ ЦЭПП»); разработать согласованные с правительством и отраслевыми ассоциациями *Планы по декарбонизации* и на их основе снижать углеродоемкость промышленной продукции.

Чувствительность экономики России к введению платы за углерод

В последние два-три года чувствительность российской экономики к введению платы за углерод рассматривалась только в работах Консорциума 5, ИМП РАН и ЦЭНЭФ-XXI. Консорциум 5 (эти расчеты выполнены ИМП РАН) оценил *«эффекты от введения цены на углерод с 2028 г. синхронизированно с параметрами СВАМ ЕС с целью обнулить возможные платежи импортеров по СВАМ»*. Охват продуктов включает электроэнергию, черные металлы, алюминий, удобрения, цемент, нефть, газ, уголь, сельское хозяйство и почему-то сферу обращения с отходами. ИМП РАН принял допущение, которое заранее предопределяет результат: *«Расчеты делаются при гипотезе о том, что выплата углеродных сборов ведет к соответствующему снижению инвестиций бизнеса на*

производственные нужды. Оценки выполнены при уровне МЦВПГ 6000 руб./т CO₂-экв.». То есть в задаче уже дано то, что еще только требуется доказать: бизнес просто платит за углерод, на этот объем сокращает инвестиции и не пытается адаптироваться, поменять технологическую базу, снизить операционные затраты. Но платит не российский бизнес, а импортеры. Мы уже убедились, что Консорциум 5 игнорирует понятие ценовой эластичности. ИНИП РАН приходит к выводу, что введение такой цены на углерод приводит к падению ВВП до 7% в 2034 г., или в среднем в год более чем на 1%. При этом 80% негативного эффекта получается за счет электроэнергетики, а остальное дают черные металлы и цемент. Для алюминия и удобрений эффекты незначимы. Расширение числа товарных позиций приводит к росту потерь ВВП уже до 12,4% в 2034 г., или почти на 2% в год. Если доходы от введения цены на углерод направляются на сдерживание цены электроэнергии, то потери ВВП сокращаются на 1,7% в 2034 г.

Но, во-первых, и без введения цены на углерод цены на электроэнергию уже растут и будут расти опережающими темпами, потому что растут CAPEXы на топливную генерацию и OPEXы за счет роста цены на газ для компенсации части потерь доходов от его экспорта. То есть опора на ископаемое топливо не гасит, а усугубляет этот риск. Во-вторых, если вводится плата за углерод, то начинает работать эффект переноса затрат на потребителей (особенно в высокомонополизированной российской экономике), чтобы ограничить потери прибыли и инвестиций. В оценках ИНИП РАН ускорение инфляции ограничено значением 0,54% в год, и на фоне нынешней инфляции (10–20% в год) это немного. В-третьих, и это главное — снижение инвестиций в углеродоемкие технологии компенсируется их повышением в низкоуглеродные. Как показывает опыт Китая, баланс инвестиций может быть положительным: доля инвестиций в декарбонизацию в 2024 г. достигла 4,3% ВВП. В-четвертых, критерием истины является практика. Если следовать логике ИНИП РАН, то при ценах на углерод около 60 евро/т CO₂ ЕС должен был бы потерять 1–2% ежегодного прироста ВВП. Но мы этого не видим. В 1991–2007 гг. темпы роста ВВП составили в среднем 2,2%, а в 2008–2024 гг. (за исключением кризисов 2009 г. и 2020 г., причины которых не имеют ничего общего с ценами на углерод) — 1,9%. То есть снижение составило 0,3%, и оно обусловлено как естественным снижением темпов прироста рабочей силы в стареющей Европе, так и неестественным топливным кризисом 2022–2023 гг. (резким ростом цен на ископаемое топливо). Никакого заметного негативного влияния цен на углерод в масштабах, близких к оцененным ИНИП РАН, не видно. Конечно, экономики России и ЕС очень разные, но не настолько, чтобы эффект от введения цен на углерод отличался на порядок. Иными словами, практика опровергает предложенную Консорциумом 5 теорию, и это указывает на неадекватность расчетной модели.

Дискуссия о том будут ли меры по декарбонизации работать на ускорение или на замедление экономического роста в России, ведется давно. В работах [Safonov et al. 2020; Laitner et al. 2020] подчеркивается близорукость стратегий, которые игнорируют преимущества перехода к низкоуглеродной экономике. По мнению этих авторов, положительные эффекты позволяют ускорить рост ВВП на 0,6% в 2015–2030 гг. и на 1,3% в 2030–2050 гг. (см. их анализ в [Башмаков 2023б и Bashmakov, 2024a]). Вывод британских ученых: переход экономики страны к углеродной нейтральности к 2050 г. вряд ли заметно скажется на динамике ВВП [The Seventh Carbon Budget 2025].

6. Развилки на дорожных картах достижения углеродной нейтральности

Сценарные прогнозы динамики выбросов парниковых газов. Forest Last или Forest First?

В имеющихся сценарных прогнозах даются перспективные оценки как нетто-выбросов из всех источников, так и выбросов только от того, что МГЭИК относит к энергетическому сектору — выбросы от сжигания топлива и утечек в процессах добычи, переработки, транспортировки, распределения и использования ископаемого топлива. Прогнозы

выбросов ПГ в этом секторе — это проекция прогнозов развития энергетики России. Все прогнозы можно разделить на две группы: *Forest Last* и *Forest First*. Авторы первой группы прогнозов верят в возможность декарбонизации многих секторов экономики России, а авторы второй не верят и полагают, что у России есть только одна траектория декарбонизации: дать ей зарости лесами [Bashmakov, 2024a].

В работах [Башмаков и др. 2022; Башмаков 2022а, 2023а; Bashmakov 2024а] решалась задача поиска для России траектории, по которой она может достичь углеродной нейтральности к 2060 г. Было показано, что: (а) такие сценарии существуют и (б) что на фоне снижения инвестиций в топливную энергетику рост инвестиций в низкоуглеродные решения не приводит к дополнительному спросу на инвестиции; что экономическая доступность энергии (доля расходов на энергию в доходах) будет оставаться около или ниже порогов и диапазонов, зарегистрированных в 2000–2021 гг.

В сценариях РЭА (2024) «выбросы от использования энергоресурсов» сохраняются на нынешнем уровне только в сценарии «*Все как встарь*». РЭА считает реализуемым сценарий «*Рациональный технологический выбор*». В нем выбросы к 2050 г. падают на 38%. Сценарий «*Чистый ноль*» рассматривается как менее вероятный. В нем выбросы падают на 70%, что при прежней оценке стоков позволяло решать задачу достижения углеродной нейтральности к 2060 г. ИНЭИ РАН (2024) приводит оценки выбросов ПГ для мира, но не приводит их для России.

В *Целевом сценарии* Консорциума 5 даны оценки, которые в основном повторяют более ранние оценки ИНП РАН. Выбросы ПГ во всех секторах не снижаются до 2040 г. К 2060 г. они снижаются только на 26% от уровня 2021 г. Задача декарбонизации в основном решается за счет стратегии 2F — *Forest First*. Для ее решения необходимо было увеличить нетто-сток в секторе ЗИЗЛХ почти на 1 млрд т CO₂-экв. Даже если все россияне покинут страну и дадут ей зарости лесами (там, где они растут (!) — напомним, что 340 млн га российской земли — это тундра, где леса расти не могут), то и тогда решить эту задачу не получится. После пересмотра кадастра и «бухгалтерского» увеличения нетто-стоков в ЗИЗЛХ с 558 млн т CO₂-экв в 2021 г. до 1229 млн т CO₂-экв. может показаться, что у этой задачи есть решение, но это не так. Декарбонизация электроэнергетики откладывается до 2035 г.: удельные выбросы равны 325 г CO₂/кВт·ч в 2035 г. против 338 г CO₂/кВт·ч в 2020 г. Правда, к 2060 г. они все же снижаются до 145,5 г CO₂/кВт·ч. В целом этот «*целевой сценарий*» прогноза можно было бы назвать сценарием «*Приходите завтра*» (за декарбонизацией) или «*Все как встарь*».

Прогнозы затрат на декарбонизацию

Главный аргумент противников декарбонизации — это очень дорого, а значит, чтобы избежать потерь экономического роста, необходимо ограничить амбиции по декарбонизации. Нужно разобраться, так ли это, а для этого нужно сначала разобраться с метриками затрат на декарбонизацию.

Если метрики для сравнения технологий по уровню затрат выбраны неверно, то результаты оптимизации малозначимы. При сравнении технологий по удельным затратам ИНП РАН использует странный показатель — удельные капитальные вложения на единицу снижения выбросов ПГ, которые определены делением инвестиций на сопряженное с ними снижение выбросов ПГ в 2060 г. Но, во-первых, обычно оценивают приростные капитальные вложения [IEA 2023], поскольку инвестиции делаются не столько ради снижения выбросов ПГ, сколько ради получения доходов от выработки электроэнергии, производства продукции и транспортной работы, строительства жилья и пр. Доля приростных инвестиций, сопряженных именно со снижением выбросов ПГ, для отдельных технологий может варьировать от 0 до 100%, а в основном она равна 5–20%. Если стоимость автомобиля с ДВС равна 30 тыс. долл., а стоимость электромобиля — 34 тыс. долл., то приростные капитальные вложения составляют 4 тыс. долл. Их и следует использовать в

расчетах. Таким образом, ИНП РАН соотносит все инвестиции только с одним эффектом, что некорректно. Во-вторых, при сравнении затрат на снижение выбросов ПГ, как правило, оценивают приведенные затраты с учетом экономии расходов на топливо и энергию, на снижение вредных выбросов, на снижение простоев, на рост выхода продукции и т.п. Для строительства ВЭС капитальные вложения нужны, но, в отличие от ТЭС, для ВЭС нет затрат на топливо. В-третьих, даже при выбранном методе сравнения затрат не учитывается тот факт, что снижение выбросов ПГ будет получаться и до, и после 2060 г., по некоторым технологиям и зданиям — в течение десятков лет. Так что приведенные в работе ИНП РАН удельные капитальные вложения кратно завышены и малоинформативны в качестве критерия для сравнения технологий. Для этих целей должны использоваться другие метрики: приведенные затраты, затраты на протяжении цикла жизни здания, стоимость владения автомобилем и т.п. Пример корректного учета затрат дан в работе The Seventh Carbon Budget (2025).

Пусть для ВЭС удельные капитальные вложения равны 1274 долл./кВт. При годовом числе часов использования мощности 3241 на 1 кВт будет выработано 3241 кВт·ч, а снижение выбросов составит $3241 \times 324 \text{ г CO}_2/\text{кВт} \cdot \text{ч} = 1,05 \text{ т CO}_2$. Если ВЭС работает 25 лет, то суммарное снижение выбросов равно $1,05 \times 25 = 26,25 \text{ т CO}_2$. Тогда удельные капитальные вложения равны $1274 \text{ долл.}/26,25 \text{ т CO}_2 = 48,5 \text{ долл.}/\text{т CO}_2$, или 4334 руб./т CO₂. ИНП РАН дает оценку 120 тыс. руб./т CO₂. Она получается при условии, что ВЭС работает только 1 год ($1274 \text{ долл.}/\text{т CO}_2 / 1,05 \text{ т CO}_2 = 1213 \text{ долл.}/\text{т CO}_2$, или $93 \times 1213 = 112\,809 \text{ руб.}/\text{т CO}_2$), а не 25–30 лет. Но ВЭС — это не лампа накаливания. Так считать нельзя.

Есть еще несколько метрик затрат на декарбонизацию: суммарные капитальные вложения в энергетический переход и их доля в ВВП; уровень цен на углерод, позволяющий достичь углеродной нейтральности; сумма поступлений от механизмов с ценой на углерод и их доля в ВВП; отношение расходов на энергию к ВВП, которое отражает уровень экономической доступности энергии.

В сценариях ЦЭНЭФ-XXI по мере снижения инвестиций в топливную энергетику рост инвестиций в низкоуглеродные решения не приводит ни к дополнительному спросу на инвестиции, ни к торможению ВВП. В сценариях 4D и 4F цена на углерод вводится в 2031 г. на уровне 3 долл. США/т CO₂ и затем растет на 3 долл. США/т CO₂ в год, достигая 108 долл. США/т CO₂ в 2060 г. Доля инвестиций в низкоуглеродную трансформацию достигает 3,2% ВВП в 2040-х гг. и затем неуклонно снижается до 1,2–2,4% к 2060 г. Доля расходов на энергию в доходах остается ниже порогов и диапазонов, зарегистрированных в 2000–2021 гг. Доходы от цены на углерод достигают 1,3–1,6% ВВП. В работах РЭА (2024) прогнозы затрат на декарбонизацию не представлены.

Проведение оценки реализации политики декарбонизации на структуру занятости и оценка распределительных эффектов

Оценки влияния политики декарбонизации на структуру занятости и распределительных эффектов для России даны только в отчете Консорциума 5 и в работах автора этих строк [Bashmakov 2024b].

Рассмотрим сначала оценки Консорциума 5, который заявляет, что его работа обеспечила возможность оценки влияния климатической повестки и политики низкоуглеродного развития на структуру занятости. Инструмент оценки — широко используемые Консорциумом 5 таблицы «затраты-выпуск». Обычно инструмент подбирается под решение задачи, но Консорциум 5 почти все задачи решает с помощью одного инструмента. Полученные им выводы таковы. В целом реализация политики низкоуглеродного развития ведет к снижению занятости в России. Это является следствием повышения производительности труда при замедлении экономической динамики (правильно было бы сказать, что декарбонизация ведет к повышению производительности труда). До 2030 г. разница невелика, однако в 2050 г. занятость в Целевом сценарии на 3,6 млн чел. ниже, чем

в *Инерционном*, а к 2060 г. — на 4,9 млн чел. ниже. Движение по траектории *Инерционного* сценария почти упирается в границу численности населения в трудоспособном возрасте. Занятость в добыче топлива падает, в электро-, тепло- и водоснабжении остается постоянной, а в обрабатывающей промышленности, транспорте и в исследованиях — растет. Получается, что декарбонизация снижает остроту дефицита рабочей силы и способствует повышению производительности труда. Однако не сделан следующий логический шаг: декарбонизация должна стать магистральным направлением экономической политики. Влияние мер по декарбонизации на распределение доходов и расходов в поле зрения Консорциума 5 не попало.

Спекуляции на неравномерном распределении эффектов часто используются как не обоснованный расчетами аргумент против реализации мер климатической политики. Как правило, это происходит там, где, в отличие от крупного бизнеса, другие группы населения не имеют возможности защищать свои интересы. В работе [Bashmakov 2024b] указывается, что меры климатической политики имеют сложные и долгосрочные последствия, что важным недостатком разработки этих мер является слабое внимание к оценкам их влияния на положение экономических агентов и на их способность формально или неформально консолидироваться, используя различные институты, чтобы продвигать эти меры политики или, напротив, противостоять им. Предлагается широкий набор инструментов анализа — от метода «семи матриц» до модели DEFEND (*distributional effect of national decarbonization*), с помощью которой оценка распределительных эффектов проводится для групп населения, распределенных по доходным децилям.

Самые значительные распределительные эффекты порождаются структурными сдвигами в экономике, которые являются результатами изменения как внешних факторов (внешнего спроса на товары и услуги), так и «рамочных мер» политики, включая движение к рыночной экономике или от нее, а также специальных мер политики декарбонизации. Сдвиги в структуре экономики в пользу низкоуглеродных видов деятельности приведут к росту доли оплаты труда в ВВП и тем самым к выравниваю распределения доходов. Для многих моделируемых мер политики оценки их влияния на расходы домохозяйств показывают, что они являются регрессивными. Однако грамотный социально-экономический инжиниринг позволяет сделать меры климатической политики нейтральными, то есть сохранить баланс доходов или расходов по сравнению с базовой траекторией их динамики. Многие зарубежные исследования также показывают, что негативное воздействие климатической политики на неравенство можно полностью компенсировать или очень существенно смягчить при тщательном планировании, если эффекты, потенциально влияющие на неравенство, принимаются во внимание на всех стадиях разработки и реализации мер политики. В работе [The Seventh Carbon Budget 2025] анализу распределительных эффектов в Великобритании посвящен специальный большой раздел. В нем так же, как и в работе автора, особое внимание уделено оценке изменения затрат на энергоснабжение жилищ и на эксплуатацию автомобилей для домохозяйств с разным уровнем доходов. В работе показано, что с помощью мер политики можно сделать декарбонизацию экономически привлекательной.

В поиске путей устранения нежелательных последствий отдельных мер климатической политики должна быть усилена роль разных социальных групп при их обсуждении. Концепция справедливости должна реализовываться на всех этапах разработки и реализации мер политики: формулировка целей («что делать?»), разработка инструментов («как делать?»), мониторинг реализации («что сделано?»), и все эти этапы должны отражать справедливость распределения нагрузки и обеспечивать участие заинтересованных сторон. Практика социального диалога по вопросам справедливого энергоперехода с оценкой воздействий климатической политики на разные отрасли промышленности и на население с разными уровнями доходов еще не получила широкого распространения. В России такой диалог почти не ведется.

Заключение

Какой итог можно подвести? Оценок перспектив декарбонизации российской экономики до 2060 г. стало больше, и это хорошо. Но не все они имеют адекватное качество, и это плохо. Пока еще нет консенсуса в отношении того, что декарбонизация — это наше неотвратимое будущее. Как в свое время книгопечатание не только сделало ненужным переписывание книг от руки, но и обеспечило широкий доступ всех слоев населения к информации и знаниям, так и низкоуглеродная экономика не только существенно ослабит важность владения запасами ископаемого топлива, но и для всех слоев населения обеспечит достаточный объем потребления экономически доступной чистой энергии, материалов и продукции с низким углеродным следом.

Значительная часть проанализированных прогнозов предельно консервативна и рассматривает энергопереход как оснащение гусеницы топливной энергетики крохотными декоративными крылышками низкоуглеродных технологий. Такая конструкция не летает! Бабочка — это не гусеница с крыльями! Это даже не переход, а трансформация гусеницы: формирование куколки — метаморфоза куколки — бабочка. Нужна реальная декарбонизация, а не бег (ползание) на месте.

Библиография

АРВЭ (2024). Рынок возобновляемой энергетики России.

https://rreda.ru/upload/iblock/c86/ck53fh9u065blilscovlumxq02gqvkcx/202408_RREDA_annual_RES_report.pdf

Башмаков И.А. (2009). Низкоуглеродная Россия: 2050 год. М.: ЦЭНЭФ, 2009. 197 с.

Башмаков И.А. (2016). Повышение энергоэффективности в российских зданиях: прогноз до 2050 года // Вопросы экономики. 2016. № 3. С. 1–24.

Башмаков И.А. (2021). Низкоуглеродное развитие и экономический рост // Нефтегазовая вертикаль. №№ 19–20, 2021. С. 52–62.

Башмаков И.А. (2022а). Россия на траекториях движения к углеродной нейтральности: три четверки и одна двойка // Нефтегазовая вертикаль. 2022. № 11. С. 62–75.

Башмаков И.А. (2022б). Углеродное регулирование в ЕС и российский сырьевой экспорт // Вопросы экономики. 2022. №1. С. 1–20.

Башмаков И.А. (2022в). Масштаб необходимых усилий по декарбонизации мировой промышленности // Фундаментальная и прикладная климатология. Том 8. № 2. С. 5–28. DOI: 10.21513/2410-8758-2022-2-5-28.

Башмаков И.А. (2023а). Внешняя торговля, экономический рост и декарбонизация в России. Долгосрочные перспективы // Нефтегазовая вертикаль. 2023. №№ 11–12.

Башмаков И.А. (2023б). Сценарии движения России к углеродной нейтральности // Энергосбережение. 2023. №1. Режим доступа: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=8332

Башмаков И.А. (ред.) (1992). Энергетика мира: уроки будущего / Под ред. Башмакова И.А. М.: МТЭА, ИНЭИ РАН, 1992. 468 с.

Башмаков И.А. (ред.) (2014). Затраты и выгоды низкоуглеродной экономики и трансформации общества в России. Перспективы до и после 2050 г. М.: ЦЭНЭФ, 2014. 208 с.

Башмаков И.А., Борисов К.Б. (2023). Об определении классов энергетической эффективности многоквартирных домов. Предложения по изменению действующей и новой методик расчета // Энергосбережение. 2023. №2. Режим доступа: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=8366.

Башмаков И.А., Мышак А.Д. (2014). Сравнение прогнозов выбросов парниковых газов в секторе «энергетика» России на 2010–2060 гг. // Проблемы прогнозирования. 2014. №1. С. 48–62.

Башмаков И.А., Башмаков В.И., Борисов К.Б., Дзедзичек М.Г., Лунин А.А., Лебедев О.В. и Мышак А.Д. (2022). Углеродная нейтральность в России: ухабистые траектории до 2060 года. Режим доступа: https://cenef-xxi.ru/uploads/Glava_1_Osnovnye_vyvody_546b9118d5.pdf

Башмаков И., Башмаков В., Борисов К., Дзедзичек М., Лебедев О., Лунин О., Мышак А. (2023а). Низкоуглеродные технологии в России. Нынешний статус и перспективы Режим доступа: <https://cenef-xxi.ru/en/articles/nizkouglerodnye-tehnologii-v-rossii.-nyneshnij-status-i-perspektivy>

Башмаков И.А., Башмаков В.И., Борисов К.Б., Дзедзичек М.Г., Лунин А.А., Лебедев О.В., Мышак А.Д. (2023б). Движение России к углеродной нейтральности: развилки на дорожных картах. Режим доступа: <https://cenef-xxi.ru/articles/russia-on-the-pathways-to-carbon-neutrality:-forks-on-roadmaps>

Башмаков И.А., Потапова Е.Н., Борисов К.Б., Лебедев О.В., Гусева Т.В. (2023в.) Декарбонизация цементной отрасли и развитие систем экологического и энергетического менеджмента // Строительные материалы. 2023. №9. С. 4–12.

Башмаков И.А., Башмаков В.И., Борисов К.Б., Дзедзичек М.Г., Лунин А.А., Лебедев О.В. (2021). СВAM: Последствия для российской экономики. Режим доступа: https://cenef-xxi.ru/uploads/Cz_ENEF_XXI_CBAM_4c0a2fb4a3.pdf

Башмаков И.А., Лебедев О.В., Борисов К.Б., Гусева Т.В. (2025). Система бенчмаркинга по энергоэффективности и удельным выбросам парниковых газов при производстве аммиака // Фундаментальная и прикладная климатология (в печати).

Башмаков И.А., Лебедев О.В., Гусева Т.В. (2024а). Система бенчмаркинга углеродоемкости производства керамических изделий // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. 2024. Том 26. № 2. С. 152, 162. DOI: 10.37313/1990-5378-2024-26-2-152-164.

Башмаков И. А., Скобелев Д. О., Борисов К. Б., Гусева Т. В. (2021). Системы бенчмаркинга по удельным выбросам ПГ в черной металлургии // Черная металлургия. Бюллетень научно-технической и экономической информации. 2021. Том 77. № 9. С. 1071–1086.

Башмаков И., Башмаков В., Борисов К., Дзедзичек М., Лунин А., Лебедев О., Мышак А. (2024б). Ключевые низкоуглеродные технологии для российских зданий // Энергосбережение. 2023. №7. С. 4–9.

ВЭБ.РФ (2023). Достижение Российской Федерацией «углеродной нейтральности» не позднее 2060 года. Январь 2023.

Генеральная схема размещения объектов электроэнергетики до 2042 года (2024) (принята распоряжением Правительства РФ от 30 декабря 2024 года № 4153-р). Режим доступа: <http://static.government.ru/media/files/Rwf9Akjf5FwAnustDEL2m7PEvZ26i7k3.pdf>

ИНЭИ РАН (2024). Прогноз развития энергетики мира и России 2024. Режим доступа: <https://www.eriras.ru/prognoz-2024/>

Консорциум 5 (2024). Отчет по ВИП ГЗ. «Экономика климата». 2024 г. Создание методики разработки сценариев и моделей оценки социально-экономических эффектов реализации климатической повестки и политики низкоуглеродного развития, включая меры по декарбонизации экономики и энергетики на уровне стран и регионов мира, а также экономики и энергетики Российской Федерации, обоснованы меры адаптации населения и экономики Российской Федерации к изменениям климата федерального уровня.

Макаров А.А. (2008). Возможности сдерживания эмиссии парниковых газов в энергетике России // Академия энергетики. 2008. №5. С. 26–33.

Макаров И.А., Чен Х., Пальцев С.В. (2018). Последствия Парижского климатического соглашения для экономики России // Вопросы экономики. 2018. №4. С. 76–94. Режим доступа: <https://doi.org/10.32609/0042-8736-2018-4-76-94>

РЭА (2024). Сценарии развития мировой энергетики до 2050 года. Режим доступа: <https://rosenergo.gov.ru/upload/iblock/e55/2jrn4ckf2bqxfud45z3h9eq2g8jmyw25.pdf>

Широв А.А., Колпаков А.Ю. (2023). Целевой сценарий социально-экономического развития России с низким уровнем нетто-выбросов парниковых газов до 2060 года // Проблемы прогнозирования. 2023. № 6 (201). С. 53–66. DOI: 10.47711/0868-6351-201-53-66

Bashmakov I. A. (2024a). Russia on the pathways to carbon neutrality: forks on roadmaps // Mitig Adapt Strateg Glob Change. 2024. Vol. 29. Art. 70. Режим доступа: <https://doi.org/10.1007/s11027-024-10164-y>

Bashmakov I.A. (2024b). Distributional Effects of Expected Climate Mitigation Policies in Russia // Mod Econ Manag. 2024. Vol. 3. No 5. DOI: 10.53964/mem.2024005). Режим доступа: https://www.researchgate.net/publication/381051426_Distributional_Effects_of_Expected_Climate_Mitigation_Policies_in_Russia#fullTextFileContent

Bashmakov I., Makarov A. (1990). The Soviet Union. Chapter in carbon emissions control strategies. W.U. Chandler Editor. WWF and The Conservation Foundation. Wash., 1990. P. 35–54

Bashmakov I., Makarov A. (1991). An energy development strategy for the USSR: Minimizing greenhouse gas emissions // Energy Policy. Vol. 19. Iss. 10. Dec. 1991. P. 987–994.

Bashmakov I.A., Nilsson L.J. et al. Industry // IPCC, 2022a: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Режим доступа: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg3/downloads/report/IPCC_AR6_WGIII_Chapter11.pdftion_Policies_in_Russia;

Bashmakov I., Dzedzicek M., Myshak A., Bashmakov V. (2022b.) CBAM: Последствия для российской экономики. Режим доступа: https://cenef-xxi.ru/uploads/Cz_ENEF_XXI_CBAM_4c0a2fb4a3.pdf

Clarke L., Wei Y.-M. et al. (2022) Energy Systems // IPCC, 2022: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change / P.R. Shukla, J. Skea et al. (eds.). Cambridge University Press, 2022. DOI: 10.1017/9781009157926.008

EIA (2022). Residential Demand Module — NEMS Documentation. Режим доступа: <https://www.eia.gov/analysis/pdftpages/m067/index.php>IEA. 2023.

IEA (2023). World Energy Investment 2023. Режим доступа: <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2023>

IEA (2024a). World Energy Outlook 2024. Режим доступа: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/140a0470-5b90-4922-a0e9-838b3ac6918c/WorldEnergyOutlook2024.pdf>

IEA (2024b). Global EV Outlook 2024. Moving towards increased affordability. Режим доступа: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a9e3544b-0b12-4e15-b407-65f5c8ce1b5f/GlobalEVOutlook2024.pdf>

IEA (2024c). Global Energy and Climate Model Documentation — 2024. Режим доступа: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/89a1aa9a-e1bd-4803-b37b-59d6e7fba1e9/GlobalEnergyandClimateModelDocumentation2024.pdf>

IRENA (2023). Renewable Power Generation Costs in 2023. Режим доступа: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023_executive_summary.pdf

IPCC (2022). Skea J., Priyadarshi R. S., Bashmakov I.A. et al. Summary for Policymakers // Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change / P.R. Shukla, J. Skea et al. (eds.). Cambridge University Press, 2022. DOI: 10.1017/9781009157926.001

Laitner J., Lugovoy O., Potashnikov V. (2020). Cost and Benefits of Deep Decarbonization in Russia // *Ekonomicheskaya Politika*. 2020. No 2. P. 86–105. Режим доступа: <https://doi.org/10.18288/1994-5124-2020-2-86-105>

Lazard (2024). Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis—Version 17.0. Режим доступа: https://www.lazard.com/media/xemfey0k/lazards-lcoeplus-june-2024-_vf.pdf

Lund H., Østergaard P.A., Nielsen T.B., Werner S., Thorsen J.E., Gudmundsson O., Arabkoohsar A., Mathiesen B.V. (2021). Perspectives on fourth and fifth generation district heating // Energy 227 (2021) 120520. Режим доступа: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120520>;

Safonov G., Potashnikov V., Lugovoy O., Safonov M., Dorina A., Bolotov A. (2020). The low carbon development options for Russia // Climatic Change. 2020. Vol. 162. Режим доступа: <https://doi.org/10.1007/s10584-020-02780-9>

The Seventh Carbon Budget. Advice for the UK Government. February 2025.
<https://www.theccc.org.uk/publication/the-seventh-carbon-budget/#publication-downloads>