

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРАВЛЕНИЙ И СОПУТСТВУЮЩИХ ЗАТРАТ ПРИ СНИЖЕНИИ ЭМИССИИ УГЛЕРОДА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ ДО 2050 ГОДА С УЧЕТОМ МЕЖОТРАСЛЕВЫХ ФАКТОРОВ¹

ВЕСЕЛОВ Федор Вадимович, к.э.н., erifedor@mail.ru, Институт энергетических исследований, Российская академия наук, Москва, Россия

ORCID: 0000-0003-3912-9154, Scopus Author ID: 6504617502

ХОРШЕВ Андрей Александрович, к.э.н., erpos@eriras.ru, Институт энергетических исследований, Российская академия наук, Москва, Россия

ORCID: 0000-0002-8089-6171, Scopus Author ID: 36940954600

ЕРОХИНА Ирина Владимировна, info@eriras.ru, Институт энергетических исследований, Российская академия наук, Москва, Россия

Scopus Author ID: 57193435227

АЛИКИН Руслан Олегович, info@eriras.ru, Институт энергетических исследований, Российская академия наук, Москва, Россия

Scopus Author ID: 57212555462

В статье исследуется специфика формирования сценариев развития электроэнергетики России (включая централизованное теплоснабжение) как составной части сценариев декарбонизации национальной экономики. Рассмотрены технологические возможности для снижения выбросов углерода за счет развития низкоуглеродных и безуглеродных технологий производства электроэнергии и тепла. Оценено потенциальное влияние межотраслевого фактора – масштабной электрификации, замещения органического топлива электроэнергией на объем электропотребления. С использованием оптимизационной модели энергетического планирования EPOS получены различные прогнозы структуры производства электроэнергии и централизованного тепла до 2050 г. с учетом вариантов квотирования выбросов углерода и развития электротранспорта. Определены приросты суммарных капиталовложений и совокупных затрат на энергоснабжение, необходимые для более интенсивного роста генерирующих мощностей и низкоуглеродной трансформации их технологической структуры при снижении выбросов углерода в электроэнергетике, с учетом повышенного спроса.

Ключевые слова: электроэнергетика, выбросы углерода, производство электроэнергии, потребление электроэнергии, электротранспорт, безуглеродные электростанции, моделирование, оптимизация, энергетическое планирование.

DOI: 10.47711/0868-6351-201-79-90

Роль электроэнергетики в достижении текущего уровня декарбонизации экономики. В настоящее время климатическая повестка активно интегрируется в национальную систему стратегического планирования. Принятая в 2021 г. Стратегия развития страны с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 г. (СНУР-2050) является важным, но рамочным документом. Он определяет приоритеты развития экономики страны с учетом существенного (на 60%) снижения нетто-эмиссии парниковых газов (ПГ) к середине века за счет сокращения физического объема выбросов (на 16,3% от уровня 2019 г.) и более чем двукратного роста поглощающей способности экосистем. Возможности столь сильного роста поглощающего потенциала еще требуют тщательной оценки и, возможно, будут скромнее. Это, в свою очередь, ведет к более масштабному сокращению физических выбросов ПГ в энергетике, промышленности, на транспорте и в прочих секторах.

¹ Статья подготовлена при поддержке гранта в форме субсидий из федерального бюджета на выполнение научных исследований и работ в рамках реализации инновационного проекта «Единая национальная система мониторинга климатически активных веществ». (Соглашение о предоставлении из федерального бюджета грантов в форме субсидий в соответствии с пунктом 4 статьи 78.1 Бюджетного кодекса Российской Федерации от 01.03.2023 № 139-15-2023-003.)

Практическая реализация СНУР-2050 требует системного подхода к межотраслевому планированию, в котором цели социально-экономического развития страны были бы сбалансированы с возможностями и оптимальными масштабами снижения выбросов в отдельных отраслях экономики по нескольким технологическим направлениям:

– *энергоэффективность* предполагает снижение удельных расходов органического топлива, электроэнергии, централизованного тепла на производство продукции или услуг, а также на потребление в домохозяйствах;

– *энергозамещение* предполагает переход к использованию для производства продукции или услуг менее углеродоемкого природного газа (газификацию), биотоплива, электроэнергии (электрификацию), водорода и других видов топлива на его основе. В электроэнергетике энергозамещение также предполагает увеличение объемов использования безуглеродных ресурсов (атомных, гидро- и прочих возобновляемых источников энергии);

– *улавливание* CO₂ с его последующим захоронением, а также улавливание и полезное использование фугитивных выбросов метана.

Решение этой задачи стратегического управления является одной из целей инновационного проекта государственной важности «Единая национальная система мониторинга климатически активных веществ», запущенного в 2022 г. решением Правительства РФ. В ходе реализации проекта предполагается особое внимание уделить эффективным сценариям декарбонизации энергетического сектора России, прежде всего – электроэнергетики, на которую приходится около половины выбросов CO₂, связанных с энергетическим использованием органического топлива (что выше среднемирового показателя – 42% в 2019 г.).

Анализ изменений в электроэнергетике развитых стран, выполненный по данным Международного энергетического агентства (МЭА), показывает, что именно в этом секторе наиболее интенсивно происходит низкоуглеродная трансформация. За 20 лет выбросы CO₂ в электроэнергетике² большинства этих стран снижались намного быстрее, чем суммарные выбросы от сжигания органического топлива (табл. 1), причем наиболее интенсивное снижение приходится на последнюю декаду. Соответственно, снижалась и доля электроэнергетики в общем объеме этих выбросов.

В крупных развивающихся странах, напротив, необходимость энергетической поддержки интенсивного экономического роста за счет наиболее доступных ресурсов ископаемого топлива привела к тому, что выбросы CO₂ от электростанций росли быстрее, чем суммарные выбросы от сжигания органического топлива, а доля электроэнергетики в их общем объеме увеличилась на 7-16%.

Тенденции вклада российской электроэнергетики в выбросы CO₂ лучше согласуются с развитыми странами. Несмотря на общий рост выбросов от сжигания органического топлива в стране (на 11% с 2000 по 2019 гг.), объем выбросов от электростанций сократился за этот период на 7%, а их доля в общем объеме снизилась на 9 проц. п. (до 50%). Такой результат вызван совместным действием факторов энергосбережения (масштабной программы поддержки инвестиций в новые парогазовые блоки с высоким КПД) и энергозамещения (за счет строительства атомных и гидроэлектростанций), а также увеличения доли газа в структуре потребления топлива.

² МЭА приводит статистику по суммарным выбросам CO₂ при производстве электроэнергии и централизованного тепла.

Таблица 1

Изменение объема выбросов CO₂ от сжигания топлива для ряда стран в период 2000-2019 гг. относительно уровня 2000 г.

Страна	Суммарные выбросы CO ₂ от сжигания топлива, млн т CO ₂			Суммарные выбросы CO ₂ в электроэнергетике, млн т CO ₂			Доля электроэнергетики в общем объеме выбросов от сжигания топлива, %		
	2000 г.	2010 г.	2019 г.	2000 г.	2010 г.	2019 г.	2000 г.	2010 г.	2019 г.
Мир, всего	1,0	1,32	1,45	1,0	1,34	1,50	40	41	42
в том числе:									
США	1,0	0,93	0,83	1,0	0,92	0,67	44	44	36
Канада	1,0	1,05	1,13	1,0	0,82	0,63	27	21	15
Австралия	1,0	1,15	1,14	1,0	1,18	1,01	53	55	48
Япония	1,0	0,99	0,92	1,0	1,18	1,19	37	44	48
Великобритания	1,0	0,92	0,66	1,0	0,94	0,38	36	37	21
ЕС-27, всего	1,0	0,95	0,79	1,0	0,98	0,70	37	38	32
в том числе:									
Франция	1,0	0,93	0,81	1,0	1,10	0,76	13	16	13
Германия	1,0	0,93	0,79	1,0	1,01	0,71	41	45	37
Испания	1,0	0,94	0,83	1,0	0,73	0,55	35	27	23
Италия	1,0	0,93	0,74	1,0	1,00	0,71	32	35	31
Бразилия	1,0	1,27	1,40	1,0	1,45	2,07	11	12	16
Индия	1,0	1,77	2,60	1,0	1,71	2,55	52	50	51
Китай	1,0	2,51	3,16	1,0	2,42	3,63	46	45	53
Индонезия	1,0	1,54	2,29	1,0	1,93	3,63	24	31	39
Россия	1,0	1,04	1,11	1,0	1,02	0,93	59	58	50

Источник: составлено по данным МЭА [1].

Возможности углубления декарбонизации в электроэнергетике: технологические и межотраслевые факторы и инструменты их исследования. Доминирующая роль тепловых электростанций, значительный потенциал повышения эффективности использования топлива при их обновлении и развитии ко-генерации электрической и тепловой энергии, технологические возможности вовлекать в производство широкий спектр безуглеродных источников энергии, а также осуществлять масштабное улавливание CO₂, – все эти особенности делают электроэнергетику важнейшим направлением низкоуглеродной трансформации экономики России при реализации СНУР-2050 и достижении более долгосрочной цели – углеродной нейтральности к 2060 г.

Однако при поиске рациональных сценариев изменения структуры производства электроэнергии необходимо учитывать влияние нескольких факторов неопределенности, связанных с общей стратегией декарбонизации экономики.

1. *Технологические факторы*, отражающие условия улучшения стоимостных и производственных показателей технологий с нулевым или низким уровнем удельных выбросов CO₂.

Обеспечить один и тот же уровень сокращения выбросов в электроэнергетике можно в рамках различных технологических стратегий: с приоритетом технологий атомной или гидроэнергетики, возобновляемой энергетики или «чистой» газовой и угольной генерации с улавливанием CO₂, водородной или биоэнергетики [2-5]. Однако экономические результаты реализации этих стратегий (в категориях необходимых инвестиций и полных затрат на развитие и функционирование отрасли, транслируемых в платежи потребителя за электроэнергию) будут значительно различаться.

Помимо различий в затратах на технологии производства электроэнергии, немаловажную роль будут играть и сопутствующие расходы, обусловленные отраслевыми и межотраслевыми системными эффектами. К первой группе относятся затраты на дополнительное развитие магистральной и распределительной электрической сети, увеличение резервов генерирующей мощности, расширенное применение

накопителей и проч. Межотраслевые эффекты связаны с изменением затрат на развитие и функционирование топливных отраслей при снижении спроса на топливо и изменении его структуры (соотношения угля и газа).

Ключевое влияние на стоимость декарбонизации оказывают темпы научно-технического прогресса (НТП), который обеспечивает снижение капитальных и эксплуатационных затрат технологий производства электроэнергии и тепла, повышение коэффициента использования мощностей, снижение удельных расходов топлива для тепловых электростанций. Существенными являются и ограничения по темпам и предельным объемам массового применения низкоуглеродных и безуглеродных технологий до 2050 г., связанные как с наличием площадок размещения электростанций, так и с возможностями по увеличению объемов производства необходимого оборудования отечественной промышленностью.

2. *Регуляторные факторы*, отражающие параметры будущего углеродного регулирования в экономике страны, включая целевые уровни снижения выбросов по отраслям или секторам экономики, а также введение углеродных платежей и динамику роста их ставки.

Ранее проведенные расчеты [6] показали, что введение углеродного квотирования или углеродных платежей сильно влияет на структуру производства электроэнергии, повышая конкурентоспособность низко- и безуглеродных технологий электрогенерации и дискриминируя традиционные технологии сжигания газа и угля. Общей тенденцией является существенное увеличение капиталовложений и полных дисконтированных затрат, необходимых для реализации сценариев при более жестких условиях углеродного регулирования, когда в баланс производства электроэнергии во все больших объемах вынужденно включаются все более дорогие (по совокупным затратам за жизненный цикл) технологии с нулевым или низким уровнем удельных выбросов CO₂. Соответствующим образом увеличиваются и сопутствующие затраты, обусловленные системными эффектами от изменений в структуре производства электроэнергии и генерирующих мощностей.

Улучшение показателей технологий электрогенерации в результате НТП может лишь частично снизить стоимость выполнения жестких углеродных ограничений. Более значимым для снижения совокупной стоимости декарбонизации является расширение возможностей по темпам увеличения мощности наиболее эффективных в России видов безуглеродных технологий. Прежде всего, это относится к атомным электростанциям. В рамках существующих стратегий к 2050 г. их мощность не превысит 50 млн кВт, в то время как в ряде сценариев, при усилении ограничений по выбросам в электроэнергетике, экономически обоснованный, эффективный объем их мощности к 2050 г. может быть больше в полтора-два раза (80-100 млн кВт).

3. *Фактор электрификации* отражает последствия активного замещения органического топлива электроэнергией в ходе декарбонизации других секторов экономики. Следствием этого является дополнительный рост спроса на электроэнергию и объема генерирующих мощностей для обеспечения более высоких нагрузок в ЕЭС России.

Наиболее актуальным направлением электрификации является мобильная энергетика, в частности – автомобильный транспорт [7; 8]. Для снижения выбросов автотранспорта на 1 т CO₂ потребуется заместить 0,32-0,33 т нефтепродукта (в зависимости от вида) за счет потребления 1,3-1,9 МВт·ч электроэнергии (в зависимости от типа транспортного средства). Влияние электротранспорта на развитие электроэнергетики России может быть весьма существенным. Так, приведенные в [9] оценки, полученные для различных сценариев роста автопарка и доли электротранспорта в легковом, пассажирском, коммерческом и грузовом сегментах, показывают, что дополнительный годовой спрос в ЕЭС России к 2050 г. составит от 168 до

460 ТВт·ч (или от 15 до 42% от общего потребления электроэнергии в национальной энергосистеме в 2021 г.). В зависимости от режима зарядки электромобилей дополнительная потребность в мощности на час годового максимума нагрузки ЕЭС России составит от 26 до 74 млн кВт.

Вторым потенциально крупным направлением является электрификация теплоснабжения, замещение угольных и газовых котельных, действующих ТЭЦ электрокотлами [10]. Снижение выбросов котельных на 1 т CO₂ потребует замещения 0,42-0,63 т угля или 0,53 м куб. газа за счет потребления 2,4-4,6 МВт·ч электроэнергии. Для полного замещения тепла, отпускаемого от действующих угольных котельных, потребуется, к примеру, дополнительно около 120 млрд кВт·ч. Для замещения всего тепла, производимого за счет сжигания угля в котельных и на ТЭЦ, потребуется примерно 276 ТВт·ч. Этот объем сопоставим с существующим потреблением электроэнергии во всей восточной части ЕЭС России, на которую приходится основной объем использования угольной энергетики.

Третьим потенциально крупным источником дополнительного спроса на электроэнергию является развитие водородных технологий [11]. Конкуренентоспособность водорода как энергоносителя на внутреннем и внешних рынках остается крайне неопределенной [12] и требует системного технико-экономического обоснования. Существующие планы [13] предполагают, что к 2050 г. объем экспорта водорода может составить 15-50 млн т. Ресурсом для производства водорода может быть как природный газ, так и электроэнергия. Если за счет технологий электролиза будет произведена хотя бы половина ожидаемых объемов водорода, потребление электроэнергии в 2050 г. увеличится примерно на 375-1250 ТВт·ч (35-120% от годового потребления в ЕЭС в 2021 г.).

Таким образом, возможный переход к масштабной электрификации в коммунальной, мобильной и водородной энергетике потребует намного более интенсивного развития электроэнергетики. Если при базовом прогнозе развития экономики со среднегодовым темпом 2,6-3,0% внутренний спрос на электроэнергию к 2050 г. увеличится не более чем на 40-50%, то за счет электрификации ее потребление за этот же период может вырасти в два-три раза. Такое сильное изменение внешних условий усложнит задачу низкоуглеродной трансформации для самой электроэнергетики, существенно увеличит необходимые для этого затраты. В ином случае, если электрификация будет сопровождаться ростом выбросов от электростанций, совокупный экологический эффект может быть значительно снижен.

Множественность альтернатив, ограничений, факторов неопределенности, влияющих на экономические результаты, делает целесообразным и даже неизбежным применение оптимизационных методов при обосновании параметров рациональной производственной структуры электроэнергетики в долгосрочной перспективе. Экономико-математические оптимизационные модели, реализующие методологию энергетического планирования по критерию минимума затрат (least cost planning approach), активно применяются в мировой практике для определения будущей структуры производства электроэнергии. Нередко оптимизация производственной структуры электроэнергетики является частью более масштабной задачи – оптимизации структуры всего энергетического баланса [14-20].

Для исследования структурных изменений в электроэнергетике России нами используется оптимизационная модель развития электроэнергетики и централизованного теплоснабжения России – EPOS. Модель является составной частью модельно-информационного комплекса СКАНЕР [21], обеспечивающего сценарное прогнозирование развития национального энергетического сектора и мировой

энергетики с учетом влияния макроэкономических, экологических, технологических факторов [22-25].

Основу модели составляет система линейных уравнений, отражающая условия выполнения годовых балансов электрической энергии, генерирующей мощности в разрезе энергозон ЕЭС России, а также централизованного тепла по административным субъектам страны до 2050 г. Критерием оптимальности при поиске решения служит минимум полных дисконтированных капитальных и эксплуатационных затрат, необходимых для обеспечения балансовой потребности в электроэнергии и централизованном тепле за весь период планирования. Для учета «эффекта последовательности» в целевой функции модели учитываются эксплуатационные затраты электростанций и котельных в последующие 30 лет.

Для имитации разнообразных условий низкоуглеродной трансформации в модели в виде специальных ограничений могут быть отражены [26]:

– условия углеродного регулирования в виде динамики квотирования объемов эмиссии от электростанций и котельных и углеродных платежей, учитываемых в целевой функции модели;

– ограничения на масштабы применения углеродинтенсивных технологий производства электроэнергии или теплоснабжения и, напротив, требования к минимальным обязательным масштабам развития безуглеродных технологий;

– целевая структура производства электроэнергии (или генерирующих мощностей), а также целевые требования по энергетической эффективности тепловых электростанций (снижение удельного расхода топлива).

Масштабы изменений в технологической структуре электроэнергетики и требуемые затраты с учетом интенсивной электрификации. Чтобы оценить совместное влияние эффектов от квотирования выбросов при производстве электроэнергии и тепла и от увеличения спроса на электроэнергию за счет электрификации транспорта на масштабы и стоимость структурной перестройки отрасли, было рассмотрено несколько вариантов внешних условий развития ЕЭС России:

– в *базовом варианте* (Б) предполагается рост необходимого производства электроэнергии с 1114 ТВт·ч в 2021 г. до 1492 ТВт·ч в 2050 г. (среднегодовой темп прироста 0,9%). При этом ожидается, что продолжение активной энергосберегающей политики в теплоснабжении (прежде всего за счет повышения энергоэффективности зданий и снижения сетевых потерь тепла) позволит снизить необходимое производство централизованного тепла с 1217 млн Гкал в 2021 г. до 1041 млн Гкал в 2050 г. (среднегодовой темп снижения 0,5%);

– в *варианте квотирования выбросов* (К) при тех же балансовых условиях базового варианта предполагается введение усиливающегося требования по сокращению совокупного объема выбросов CO₂ от электростанций и котельных – к 2050 г. на 25% от отчетного уровня;

– в дополнение к вариантам Б и К рассмотрены варианты повышенного спроса, связанные с электрификацией транспорта. В вариантах БЕ1 и КЕ1 дополнительный рост спроса к 2050 г. принят на уровне минимального из ранее представленного диапазона (168 ТВт·ч к 2050 г.). В вариантах БЕ2 и КЕ2 масштаб дополнительного спроса вдвое больший. Такой подход позволит приближенно оценить нелинейность увеличения дополнительных затрат на переход к низкоуглеродному развитию электроэнергетики при одновременной электрификации в других секторах экономики.

Сводная характеристика оптимизированных по вариантам изменений в структуре производства электроэнергии и централизованного тепла представлена в табл. 2 для 2050 г.

В базовом варианте (Б) развитие электроэнергетики, исходя из нормальных условий конкурентоспособности технологий, будет достаточно инерционным: совокупная доля безуглеродных электростанций в производстве электроэнергии вырастет всего на 3,6 проц п., угольных электростанций – снизится на 2 проц. п. В наибольшей степени увеличится доля АЭС и ВИЭ-электростанций – на 3 и 3,4 проц. п. Структура отпуска тепла изменится более существенно – доля котельных снизится почти вдвое (до 26,8%) в результате эффективного развития теплофикации.

Введение квотирования выбросов (вариант К) приведет к резкому росту вклада безуглеродных электростанций в производство электроэнергии (до 64%), преимущественно за счет АЭС, доля которых более чем удвоится. Доля угольных электростанций снижается более чем в 3,5 раза (до 3,5%). Газовые электростанции, обеспечивающие сейчас около половины электроэнергии, будут производить менее трети необходимой электроэнергии в 2050 г.

Общее снижение объема тепловых электростанций затронет и ТЭЦ, поэтому их доля в структуре производства тепла увеличится в 1,3 раза, то есть меньше, чем в базовом варианте. Для сокращения к 2050 г. выбросов CO₂ на 25% потребуются на треть больше капиталовложений, а совокупные дисконтированные затраты увеличатся на 1,3% в сравнении с базовым вариантом.

Таблица 2

Характеристика изменений в производственной структуре по вариантам развития электроэнергетики и централизованного энергоснабжения до 2050 г.

Показатель	Отчет, 2021 г.	Варианты, 2050 г.					
		Б	БЕ1	БЕ2	К	КЕ1	КЕ2
Производство электроэнергии, всего, ТВт·ч	1114,5	1429,2	1603,9	1776,9	1429,2	1626,6	1799,4
Структура производства электроэнергии, %							
Гидроэлектростанции	18,8	16,0	15,3	14,4	18,1	16,2	16,9
ВИЭ-электростанции	0,5	3,9	3,5	3,1	3,9	4,5	7,6
Атомные электростанции	19,9	23,0	23,5	20,1	42,5	46,8	45,7
Тепловые электростанции на газе	47,5	45,8	47,2	52,3	32,0	29,7	27,2
Тепловые электростанции на угле	13,2	11,3	10,5	10,2	3,5	2,9	2,6
Установленная мощность электростанций, всего, ГВт	246,6	284,3	319,1	355,7	292,6	330,1	392,4
Структура установленной мощности, %							
Гидроэлектростанции	20,3	21,1	20,8	19,7	23,2	21,5	20,9
ВИЭ-электростанции	1,6	8,7	7,7	7,0	8,4	9,9	17,4
Атомные электростанции	12,0	14,9	15,2	13,0	26,6	29,5	26,8
Тепловые электростанции на газе	49,7	44,6	46,4	51,1	36,6	34,8	31,3
Тепловые электростанции на угле	16,5	10,6	9,8	9,3	5,2	4,8	4,0
Производство централизованного тепла, всего, млн Гкал	1216,8	1041,9	1041,9	1041,9	1041,9	1041,9	1041,9
Структура производства тепла, %							
Электростанции	47,4	73,2	75,4	75,1	61,3	61,7	61,4
Котельные	52,6	26,8	24,6	24,9	38,7	38,3	38,6
Прирост суммарных инвестиций, % от базового варианта	-	-	23,3	39,8	33,6	66,9	109,2
Прирост суммарных дисконтированных затрат, в % от базового варианта	-	-	7,2	13,3	1,3	8,9	16,0

Источник: расчеты авторов.

Необходимость обеспечить дополнительный спрос со стороны электротранспорта с достаточно плотным режимом потребления электроэнергии приведет к увеличению потребности в базисных генерирующих мощностях. В отсутствие квот на выбросы для электроэнергетики этот дополнительный спрос будет обеспечен преимущественно газовыми электростанциями, как наиболее дешевой технологией

производства электроэнергии в базисном режиме. В результате, в варианте БЕ1, несмотря на небольшой прирост объемов производства электроэнергии ГЭС и АЭС, общая доля безуглеродных источников в производстве электроэнергии в 2050 г. снизится на 1 проц. п. относительно базового варианта. В варианте БЕ2 это снижение составит уже 1,9 проц. п. Адаптация базового варианта к более высокому уровню спроса будет достаточно капиталоемкой: в варианте БЕ1 потребуется на 23% больше инвестиций, чем в варианте Б, а в варианте БЕ2 (где прирост спроса вдвое выше, чем в варианте БЕ1) – почти на 40%. Дополнительные инвестиции и топливные затраты приведут к существенному увеличению суммарных дисконтированных затрат – по вариантам БЕ1 и БЕ2 они будут выше на 7,2 и 13,3% в сравнении с вариантом Б. Анализ траектории затрат показывает их слегка затухающий рост по мере увеличения объемов дополнительного спроса.

Адаптация варианта К к повышенному спросу электротранспорта потребует еще более интенсивного развития безуглеродных источников, чтобы при обеспечении дополнительного производства не превысить целевой уровень квоты. Расчеты показывают, что в вариантах КЕ1 и КЕ2 необходимая доля безуглеродных источников в производстве электроэнергии в 2050 г. будет выше, чем в варианте К на 3,0-5,8 проц. п. При этом вариант КЕ1 потребует на 25% больше инвестиций, чем вариант К (и на 67% больше, чем в варианте Б), а вариант КЕ2 (где прирост спроса также вдвое выше, чем в варианте КЕ1) – уже на 57% в сравнении с вариантом К и на 109% – с вариантом Б. Увеличение суммарных дисконтированных затрат по вариантам КЕ1 и КЕ2 составит 7,5 и 14,5% в сравнении с вариантом К. Анализ приростов затрат на обеспечение спроса электрифицируемых потребителей в других секторах экономики при жестком квотировании выбросов от электростанций показывает их нелинейно растущий характер.

Инерционные изменения в производственной структуре электроэнергетики в базовом варианте (Б) обеспечат к 2050 г. уровень потребления топлива и выбросов CO₂, близкий к отчетному (табл. 3). Введение 25%-го ограничения на выбросы CO₂ к 2050 г. (вариант К) приведет к снижению потребления топлива на электростанциях и котельных на 27%, причем по газу спрос снизится на 20%, а по углю – на 58%.

Таблица 3

Характеристика изменений в потреблении топлива и объемах выбросов CO₂ по вариантам развития электроэнергетики и централизованного теплоснабжения до 2050 г.

Показатель	Отчет 2021 г.	Варианты, 2050 г.					
		Б	БЕ1	БЕ2	К	КЕ1	КЕ2
Потребление топлива, всего, млн т у. т.	375,0	365,4	389,1	429,0	274,1	275,1	275,1
Газ	276,7	272,0	293,9	330,7	226,0	228,5	228,9
Уголь	71,4	74,6	76,6	79,7	30,1	28,9	28,6
Прочие виды	26,9	18,8	18,7	18,6	18,0	17,7	17,6
Выбросы CO ₂ (оценка), всего, млн т	693,1	709,3	747,6	814,6	518,2	517,9	518,3
Изменение выбросов CO ₂ относительно отчетного года, млн т	-	16,3	54,5	121,5	-174,9	-175,1	-174,7
Изменение выбросов CO ₂ относительно отчетного года, %	-	2,3	7,9	17,5	-25,2	-25,3	-25,2
Изменение выбросов CO ₂ относительно варианта без дополнительного спроса (Б или К), млн т	-	-	38,2	105,3	-	0,0	0,0
Снижение выбросов CO ₂ за счет электрификации транспорта, млн т	-	-	115,0	230,0	-	115,0	230,0
Итоговое снижение выбросов CO ₂ на транспорте и в электроэнергетике, млн т	-	-	76,8	124,7	-	115,0	230,0

Источник: расчеты авторов.

Дополнительный спрос электротранспорта увеличивает необходимое производство электроэнергии в 2050 г. в вариантах без квотирования выбросов БЕ1 и БЕ2 на 12 и 24%. Как было отмечено выше, почти весь прирост спроса будет обеспечен за счет тепловых электростанций. В результате потребление топлива в этих вариантах увеличится на 6 и 17% по сравнению с вариантом Б, а выбросы – на 5,4 и 14,8%. Таким образом, дополнительный спрос на электроэнергию приведет к росту выбросов от электростанций. Этот эффект важно сопоставить с экономией выбросов при переходе на электротранспорт.

В варианте БЕ1 при дополнительном росте спроса от электротранспорта на 168 ТВт·ч прирост выбросов CO₂ от электростанций в 2050 г. составит 38 млн т. Соответствующее снижение выбросов CO₂ на транспорте (оцененное с учетом структуры замещаемых транспортных средств по [2]) составит 115 млн т. Таким образом, общее снижение выбросов оказывается на треть меньшим. При увеличении дополнительного спроса вдвое (вариант БЕ2) сальдо-эффект окажется уже вполовину меньшим, чем снижение выбросов при замещении нефтепродукта электроэнергией на транспорте. Эти результаты показывают важный системный, межотраслевой эффект перераспределения выбросов внутри экономики, который нельзя не учитывать при разработке частных решений по декарбонизации в отдельных отраслях.

Введение квоты для электростанций и котельных исключает подобное перераспределение (при условии, что жесткость ограничений по отраслям не различается кратно). Как показано в табл. 3, потребление топлива в вариантах КЕ1 и КЕ2 почти не отличается от варианта К (структура лишь немного перераспределяется в пользу газа). В этом случае объем сокращаемых выбросов при электрификации транспорта складывается с аналогичным объемом сокращений при производстве электроэнергии и тепла. Однако, как показано в табл. 2, при этом резко увеличиваются инвестиционные и прочие затраты развития электроэнергетики, что также требует межотраслевого согласования с точки зрения приемлемости такой стоимости энергоснабжения для потребителей.

* * *

Электроэнергетика России является одним из крупнейших эмитентов парниковых газов. За последние 20 лет в отрасли сложились тенденции, обеспечивающие снижение объемов выбросов CO₂ за счет совокупности эффектов энергосбережения и энергозамещения. Продолжение этих тенденций позволит стабилизировать выбросы CO₂ на отчетном уровне при увеличении доли безуглеродных электростанций в производстве электроэнергии на 3-4 проц. п. и активном развитии теплофикации на базе ТЭЦ.

Оптимизированный по совокупным дисконтированным затратам вариант снижения выбросов на 25% к 2050 г. потребует роста вклада безуглеродных электростанций в производство электроэнергии (до 64%), преимущественно за счет АЭС, доля которых более чем удвоится. Для экономики такое сокращение выбросов в электроэнергетике будет на треть более капиталоемким.

Декарбонизация в электроэнергетике существенно осложняется при параллельно проводимой интенсивной электрификации на транспорте, в теплоснабжении, при развитии водородной энергетики. Даже умеренные оценки масштабов электрификации могут привести к росту необходимого производства электроэнергии в два-три раза относительно отчетного уровня.

Без квотирования выбросов от электростанций и котельных для производства дополнительного объема электроэнергии будет использоваться преимущественно газ. При этом рост выбросов CO₂ в электроэнергетике может заметно снизить эффект

от замещения нефтепродукта электроэнергией на транспорте. Для обеспечения дополнительного спроса электротранспорта при квотировании выбросов в электроэнергетике потребуется еще более интенсивное развитие безуглеродных электростанций, преимущественно АЭС. Увеличение спроса в условиях декарбонизации потребует в полтора раза больших капиталовложений, а в сравнении с базовым вариантом развития отрасли (без квотирования) – более чем в два раза.

Столь значимый рост затрат делает особенно актуальной задачу межотраслевой оценки последствий декарбонизации электроэнергетики для потребителей. С одной стороны, такой обратный ценовой сигнал может существенно скорректировать эффективные объемы электрификации на транспорте. С другой – повлиять на энергетические затраты всех потребителей, их инвестиционные возможности для декарбонизации в собственных отраслях и в целом на динамику экономического роста.

Литература / References

1. IEA. *Data and statistics*, 2021. URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics>
2. Башмаков И.А., Мышак А.Д. Сравнение прогнозов выбросов парниковых газов в секторе «энергетика» России на 2010-2060 гг. // *Проблемы прогнозирования*. 2014. № 1 (142). С. 48-62. [Bashmakov I.A., Myshak A.D. Comparison of Greenhouse Gas Emission Forecasts in Russia's Energy Sector for 2010-2060 // *Studies on Russian Economic Development*. 2014. Vol. 25. Pp. 37-49. DOI: 10.1134/S1075700714010031. (In Russ.)]
3. Адамов Е.О., Толстоухов Д.А., Панов С.А., Веселов Ф.В., Хоршев А.А., Соляник А.И. Роль АЭС в электроэнергетике России с учетом ограничений выбросов углерода // *Атомная энергия*. 2021. Т. 130. № 3. С. 123-131. DOI: 10.1007/S10512-021-00783-у [Adamov E.O., Tolstoukhov D.A., Panov S.A., Veselov F.V., Khorshev A.A., Solyanik A.I. Role of NPPS in the Russian Electricity Industry Taking into Account Carbon Emissions Limits, Atomic Energy. 2021. Vol. 130. Pp. 127-135. (In Russ.)]
4. Росляков П.В., Рыбаков Б.А., Савитенко М.А. и др. Оценка возможностей снижения выбросов парниковых газов при сжигании топлив в котлах ТЭС и котельных // *Теплоэнергетика*. 2022. № 9. С. 97-106. DOI: 10.56304/S0040363622090041. [Roslyakov P.V., Rybakov B.A., Savitenko M.A. et al. Assessment of the Potential for Decreasing Greenhouse Gas Emission in Burning Fuels in Boilers at Thermal-Power Plants (TPP) and Boiler Houses, Thermal Engineering, 2022. Vol. 69. Pp. 718-726. (In Russ.)]
5. IRENA. *World Energy Transitions Outlook 2022*. URL: <https://www.irena.org/Digital-Report/World-Energy-Transitions-Outlook-2022>
6. Khorshev A.A., Veselov F.V. The study of the scale and cumulative energy and economic characteristics of the electric power industry low-carbon technological restructuring of Russia until 2050. AIP Conference Proceedings 5 January 2023. 2552 (1): 080031. URL: <https://doi.org/10.1063/5.0111675>
7. IEA. *Global EV Outlook 2022*. April 2022. URL: <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2022>
8. Семикашев В.В., Колпаков А.Ю., Яковлев А.А., Ростовский И.К. Развитие рынка электромобилей в России как необходимое условие получения выгод от глобального тренда на электрификацию транспорта // *Проблемы прогнозирования*. 2022. № 3 (192). С. 52-63. DOI 10.47711/0868-6351-192-52-63. [Semikashev V.V., Kolpakov A.Yu., Yakovlev A.A., Rostovski I.K. Development of the Electric Vehicles Market in Russia as a Necessary Condition for Benefiting from the Global Trend Towards Transport Electrification // *Studies on Russian Economic Development*. 2022. Vol. 33. No. 3. Pp. 274-281. DOI 10.1134/S1075700722030133 (In Russ.)]
9. Веселов Ф.В., Соляник А.И., Аликин Р.О. Влияние электрификации в секторе дорожного транспорта на уровень электропотребления и суточный график нагрузки в ЭЭС России // *Известия Российской академии наук. Энергетика*. 2023. № 1. С. 57-71. DOI 10.31857/S0002331023010077. [Veselov F.V., Solyanik A.I., Alikin R.O. Impact of electrification in the road transport sector on the level of electricity consumption and daily load curve in the UES of Russia // *Izvestiya Rossiiskoi akademii nauk. Energetika*. 2023. No. 1. Pp. 57-71. (In Russ.)]
10. Анфимов С.С., Коротченко В.В. Электроотопление – локальная ниша или глобальная перспектива в условиях энергоперехода? // *Вести в электроэнергетике*. 2023. № 1 (123). С. 38-47. [Anfimov S.S., Korotchenko V.V. Elektrootoplenie – lokal'naya nisha ili global'naya perspektiva v usloviyakh energoperekhoda? // *Vesti v elektroenergetike*. 2023. No. 1 (123). S. 38-47. (In Russ.)]
11. IEA. *The future of hydrogen*. 2019. URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
12. Веселов Ф.В., Соляник А.И. Экономика производства водорода с учетом экспорта и российского рынка // *Энергетическая политика*. 2022. № 4 (170). С. 58-67. DOI 10.46920/2409-5516_2022_4170_58_ [Veselov F.V., Solyanik A.I. Ekonomika proizvodstva vodoroda s uchedom eksporta i rossiiskogo rynka // *Energeticheskaya politika*. 2022. No. 4 (170). Pp. 58-67. (In Russ.)]
13. Распоряжение Правительства РФ от 5.08.2021 г. № 2162-р «Об утверждении Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации». URL: <http://static.government.ru/media/files/5JFnsICDAKqYKzZ0mmRADAw2NqVsexl.pdf> [Raspor'yazhenie Pravitel'stva RF ot 5.08.2021 g. No. 2162-r Ob utverzhdenii Kontseptsii vodorodnoi energetiki v Rossiiskoi Federatsii (In Russ.)]
14. Expansion planning for Electrical Generating Systems. A Guidebook. IAEA-TRS-241. IAEA. Vienna, 1984. 613 p.
15. The Electricity Market Module of the National Energy Modeling System: Model Documentation 2022. URL: https://www.eia.gov/outlooks/aeo/nems/documentation/electricity/pdf/EMM_2022.pdf
16. PRIMES Model: An Overview. URL: <https://web.jrc.ec.europa.eu/policy-model-inventory/explore/models/model-primex>
17. Energy Technology Systems Analysis Programme. Documentation for the TIMES Model. Part I. 2016. URL: <http://iea-etsap.org/index.php/documentation>

18. Howells M., Rogner H., Strachan N., Heaps C., Huntington H., Kyreos S. et al. OSeMOSYS: The Open Source Energy Modeling System: An introduction to its ethos, structure and development // *Energy Policy*. 2011. No. 39 (10). Pp. 5850-5870. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.06.033.
19. Miguel Chang, Jakob Zink Thellufsen, Behnam Zakeri, Bryn Pickering, Stefan Pfenninger, Henrik Lund, Poul Alberg Østergaard. Trends in tools and approaches for modeling the energy transition // *Applied Energy*. 2021. Vol. 290. No. 116731. DOI: 10.1016/j.apenergy.2021.
20. Matteo Giacomo Prina, Giampaolo Manzolini, David Moser, Benedetto Nastasi, Wolfram Sparber. Classification and challenges of bottom-up energy system models – A review // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2020. Vol. 129. No. 109917. DOI: 10.1016/j.rser.2020.109917
21. Veselov F.V., Khorshev A.A. Integrated modeling and information technology for strategic planning in the energy sector of Russia. 2017. IEEE 11th International Conference on Application of Information and Communication Technologies (AICT). Moscow, Russia. 2017. Pp 1-5. DOI: 10.1109/ICAICT.2017.8687058
22. Прогноз развития энергетики мира и России 2019 / под ред. А.А. Макарова, Т.А. Митровой, В.А. Кулагина. М., ИНЭИ РАН. Московская школа управления СКОЛКОВО. 2019. 209 с. DOI:10.13140/RG.2.2.15524.53128 /1/ [Global and Russian Energy Outlook 2019/ ed. by A.A. Makarov, T.A. Mitrova, V.A. Kulagin, M., ERI RAS. Moscow School of Management SKOLKOVO. 2019. 209 p. (In Russ.)]
23. Роль научно-технического прогресса в развитии энергетики России / под ред. А.А. Макарова и Ф.В. Веселова. М., ИНЭИ РАН. 2019. 252 с. [Rol' nauchno-tehnicheskogo progressa v razvitii energetiki Rossii / ed. by A.A. Makarov, F.V. Veselov. M., ERI RAS. 2019. 252 s. (In Russ.)]
24. Перспективы развития мировой энергетики с учетом влияния технологического прогресса / под ред. В.А. Кулагина. М., ИНЭИ РАН. 2020. 320 с. [Perspektivy razvitiya mirovoi energetiki s uchetom vliyaniya tekhnologicheskogo progressa / ed. by V.A. Kulagin. M., ERI RAS. 2020. 320 s. (In Russ.)]
25. Исследование путей и темпов развития низкоуглеродной энергетики в России / А.А. Макаров, А.В. Кейко, В.А. Малахов и др. М., ИНЭИ РАН. 2022. 137 с. [Issledovanie putei i tempov razvitiya nizkouglerodnoi energetiki v Rossii / A.A. Makarov, A.V. Keiko, V.A. Malakhov et al. M., ERI RAS. 2022. 137 s. (In Russ.)]
26. Хоршев А.А., Соляник А.И. Адаптация оптимизационных моделей для планирования развития энергосистем с учетом разнородных требований по декарбонизации электроэнергетики. Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD'2021): Труды Четырнадцатой международной конференции. Москва, 27-29 сентября 2021 года / Под общ. ред. С.Н. Васильева, А.Д. Цвиркуна. М., ИПУ РАН. 2021. С. 927-934. DOI: 10.25728/mlsd.2022.0227/ [Khorshev A.A., Solyanik A.I. Adaptation of Capacity Expansion Optimization Models Taking into Account Heterogeneous Requirements for Power Industry Decarbonization. 2021. 14th International Conference: Management of large-scale system development (MLSD). Moscow, Russia. 2021. Pp. 1-5. DOI: 10.1109/MLSD52249.2021.9600254]



Статья поступила в редакцию 31.05.2023. Статья принята к публикации 26.06.2023.

Для цитирования: Ф.В. Веселов, А.А. Хоршев, И.В. Ерохина, Р.О. Аликин. Исследование направлений и сопутствующих затрат при снижении эмиссии углерода в электроэнергетике до 2050 года с учетом межотраслевых факторов // *Проблемы прогнозирования*. 2023. № 6(201). С. 79-90.
DOI: 10.47711/0868-6351-201-79-90

Summary

STUDY OF DIRECTIONS AND ASSOCIATED COSTS IN REDUCING CARBON EMISSIONS IN THE ELECTRIC POWER INDUSTRY UNTIL 2050, TAKING INTO ACCOUNT INTERSECTORAL FACTORS

F.V. VESELOV, Cand. Sci. (Econ.), Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

ORCID: 0000-0003-3912-9154, Scopus Author ID: 6504617502

A.A. KHORSHEV, Cand. Sci. (Econ.), Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

ORCID: 0000-0002-8089-6171, Scopus Author ID: 36940954600

I.V. EROKHINA, Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Scopus Author ID: 57193435227

R.O. ALIKIN, Energy Research Institute of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Scopus Author ID: 57212555462

Abstract: The article examines the specifics of the formation of scenarios for the development of the electric power industry in Russia (including district heating) as an integral part of the scenarios for the decarbonization of the national economy. Technological opportunities for reducing carbon emissions through the development of low-carbon and carbon-free technologies for the production of electricity and heat are considered. The potential impact of the cross-sectoral factor – large-scale electrification, replacement of fossil fuels with electricity – on the volume of electricity consumption is estimated. Using the EPOS energy planning optimization model, various forecasts of the structure of electricity and district heat production up to 2050 are obtained, taking into account options for carbon emission quotas and the development of electric transport. Increases in total capital investments and total energy supply costs are determined, which are necessary for a more intensive growth of generating capacities and a low-carbon transformation of their technological structure while reducing carbon emissions in the electric power industry, taking into account increased demand.

Keywords: electric power industry, carbon emissions, power generation, electricity consumption, electric transport, carbon-free technologies, modeling, optimization, energy planning.

Received 31.05.2023. Accepted 26.06.2023.

For citation: *F.V. Veselov, A.A. Khorshev, I.V. Erokhina and R.O. Alikin. Study of Directions and Associated Costs in Reducing Carbon Emissions in the Electric Power Industry until 2050, Taking into Account Intersectoral Factors // Studies on Russian Economic Development. 2023. Vol. 34. No. 6. Pp. 778-785.*

DOI: 10.1134/S1075700723060175