

М.Р. Салихов

Институт энергетики и финансов; Научно-исследовательский университет «Высшая школа экономики» (НИУ ВШЭ), Москва

## Сценарии трансформации: декарбонизация российской экономики

**Аннотация.** В статье представлен прогноз структуры выработки электроэнергии в России в 2050 г. при различных сценариях трансформации энергетической системы и значениях размеров стоимости выбросов парниковых газов. Снижение выбросов CO<sub>2</sub> в секторе электроэнергетики к 2025 г. может составить 32,7% по сравнению с 2020 г. по сценарию устойчивого развития при средней цене CO<sub>2</sub> в 27 долл./т за период. В данном сценарии структура мощностей будет смещаться в пользу увеличения доли атомной и газовой генерации при сокращении угольной. В сценарии нулевых выбросов парниковых газов цена выбросов выше на 37% по сравнению со сценарием устойчивого развития (37 долл./т). Реализация последнего сценария позволит сократить выбросы в электроэнергетике на 40% по сравнению с 2020 г. В статье даны рекомендации для изменения экономической политики, которые позволят ускорить декарбонизацию российской экономики, выявлены ключевые риски декарбонизации.

**Ключевые слова:** декарбонизация, выбросы парниковых газов, CO<sub>2</sub>, цены на выбросы парниковых газов, электроэнергетика, тепловое хозяйство.

Классификация JEL: Q54, Q28, Q42.

Для цитирования: Салихов М.Р. (2022). Сценарии трансформации: декарбонизация российской экономики // Журнал Новой экономической ассоциации. № 4 (56). С. 213–219. DOI: 10.31737/2221-2264-2022-56-4-12

### Сценарий экологической модернизации России

Экономика Россия – одна из наиболее углеродоемких в мире. Это связано с преобладанием сырьевых секторов в структуре российской экономики. Текущий уровень углеродоемкости ВВП России примерно в 5 раз превышает показатели США, в 6 раз – показатели ЕС и в 1,6 раза – КНР

(IEA, 2022). Отсутствие четкой углеродной политики в условиях глобальной декарбонизации создает угрозу усиления отставания России от других стран. За последние 10 лет углеродоемкость российской экономики практически не изменилась (рис. 1).

В последние годы задача снижения выбросов парниковых газов в России стала одной из официальных целей экономической политики.

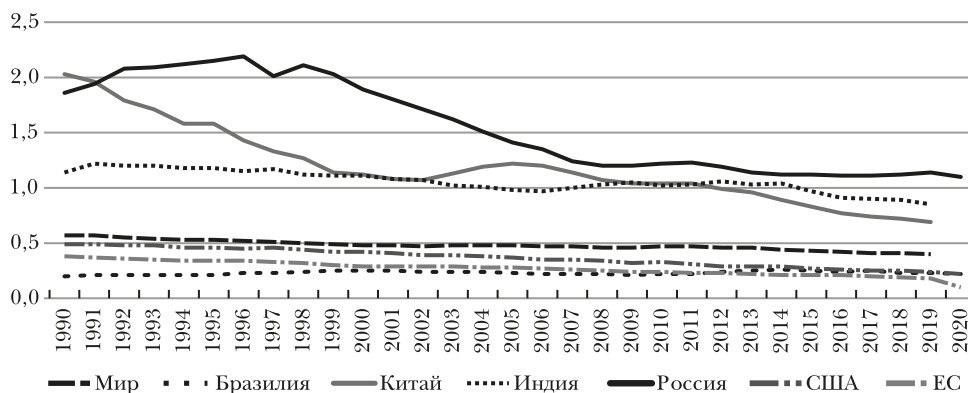


Рис. 1

Углеродоемкость экономик отдельных стран, кг CO<sub>2</sub>/долл. ВВП в ценах 2015 г.

Источник: IEA, 2022.

В частности, в 2021 г. была принята «Стратегия низкоуглеродного развития РФ»<sup>1</sup>. Однако остается неясным, как должна выглядеть эта политика, каких целей она может реально достичь и с использованием каких инструментов экономической политики.

Для расчета стоимости декарбонизации автор использовал сценарный подход, разработав возможные варианты, совместимые с прогнозами Международного энергетического агентства<sup>2</sup>:

- базовый (сценарий заявленной политики) (Stated Policies Scenario, STEPS) – сохранение спроса на ископаемое топливо на прежнем уровне;
- постепенное сокращение спроса на ископаемое топливо и переход на возобновляемые источники энергии (ВИЭ) – достижение целей устойчивого развития (ЦУР, Sustainable Development Scenario, SDS), требований Парижского соглашения 2015 г., а именно – неувеличение глобальной температуры более чем на 1,8–2 °С в год;

- быстрое сокращение потребления ископаемых энергоресурсов и переход к использованию ВИЭ и водорода с достижением нулевых выбросов парниковых газов (на чистой основе, т.е. с учетом улавливания и захоронения CO<sub>2</sub>) к 2050 г. (Net zero emissions 2050, NZE).

В рамках этих сценариев нами были проведены оценки и прогнозы для сектора электроэнергетики. На него приходится около 80% выбросов, поэтому именно электроэнергетика является ключевой с точки зрения сокращения выбросов CO<sub>2</sub>.

Расчеты для электроэнергетики и теплового хозяйства базировались на следующих методических допущениях:

- 1) прогнозный период – с 2021 по 2050 г.
- 2) подход «снизу вверх» (bottom up) – учет данных по отдельным единицам мощностей (ТЭС и ТЭЦ). Для прогнозирования будущего производства электроэнергии и тепла применялся балансовый метод;
- 3) прогноз спроса на электроэнергию и тепло строится на основе исторических трендов, данных по крупным энергоемким проектам и ожидаемом повышении энергоэффективности;
- 4) прогноз доступных мощностей на основе баланса ввода и вывода оборудования на электростанциях и котельных. Оценки вводов рассчитывались по приведенной стоимости электроэнергии (LCOE – levelized cost of electricity) и выбора «корзины новой генерации» с наименьшей приведенной стоимостью электроэнергии. Выводы мощностей прогнозировались согласно возрастной структуре оборудования и отдельных энергоблоков. При этом учитывалось повышение эффективности использования топлива как действующих ТЭС (за счет вывода наиболее старых и неэффективных электростанций), так и новых электростанций, для

которых расход топлива принимается на уровне построенных в России в 2010-е годы энергоблоков;

- 5) топливный баланс тепловых электростанций и котельных прогнозировался по расчетной структуре выработки и удельных расходов топлива и оценке выбросов парниковых газов для них;

- 6) необходимые инвестиции определялись исходя из прогнозных вводов новых мощностей и затрат на сетевую инфраструктуру;

- 7) потребности транспорта оценивались с учетом возможного сокращения использования нефтепродуктов и природного газа за счет электрификации (электромобили, электрификация железных дорог, перевод на электропривод газоперекачивающих агрегатов) и требуемых для этого инвестиций. Аналогично был проведен расчет для энергоемкой промышленности.

Общая схема моделирования представлена на рис. 2.

Ключевые различия сценариев связаны с введением платы за выбросы и стоимостью выбросов CO<sub>2</sub>. В сценарии устойчивого развития предполагается, что в среднем за период 2025–2050 гг. цена CO<sub>2</sub> составит 27 долл./т (в начале периода –10 долл./т, с последующим ростом до 38 долл. к 2050 г.). В сценарии нулевых выбросов парниковых газов цена выбросов выше на 38% по сравнению со сценарием устойчивого развития. Реализация этого последнего сценария позволит сократить выбросы в электроэнергетике с 1751 млн т в 2020 г. до 1179 млн к 2050 г. (при росте экономики за этот период более чем в два раза). Основные структурные изменения в электроэнергетике связаны с существенным сокращением доли угольной генерации при сохранении выработки на газовых ТЭС на уровне 2020 г. и увеличении доли АЭС и ВИЭ (см. таблицу).

Подобные структурные изменения связаны с необходимостью осуществления дополнительных инвестиций в изменение структуры энергетической системы. По оценкам автора статьи, реализация сценария устойчивого развития потребует 188 млрд долл. дополнительных инвестиций до 2050 г. Сценарий нулевых выбросов парниковых газов связан с меньшим уровнем инвестиций, так как предполагается существенно меньший уровень потребления энергоресурсов из-за активной декарбонизации во всем мире. Это снизит спрос на российские углеводороды и негативно скажется на российской экономике. Таким образом, оптимальная политика России должна быть связана с реализацией достижимых целей.

По нашим оценкам, реалистичный вариант декарбонизации для России будет включать больше атомной энергии и природного газа. Это позволит значительно увеличить производительность на

<sup>1</sup> Распоряжение Правительства РФ от 29 октября 2021 г. № 3052-р.

<sup>2</sup> «World Energy Outlook 2021». Paris (<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>).



Рис. 2

Общая структура модели сектора электро- и теплоэнергетики

Источник: составлено автором.

## Таблица

Основные параметры сценариев декарбонизации в России

Параметр	2020	STEPS-2050	SDS-2050	NZE-2050
<b>Макроэкономические показатели</b>				
Цены на нефть, долл./барр.	42	107	59	26
Курс доллара, руб./долл.	72	90	142	246
ВВП, трлн руб.	107	863	610	581
ВВП, % к 2020 г.	100	246	211	165
Стоимость углерода, долл./т CO <sub>2</sub> (среднее 2025–2050 гг.)	0	0	27	37
Потребление энергоресурсов, млн тнэ	691	776	542	348
Уголь	106	87	31	17
Нефть и нефтепродукты	133	139	122	90
Природный газ	406	493	300	154
АЭС	19	22	46	30
ГЭС	18	19	20	21
ВИЭ	0	5	7	15
Биотопливо	9	12	16	21
Выбросы CO <sub>2</sub>	1751	1891	1179	694
Уголь	420	343	121	67
Нефть и нефтепродукты	408	428	376	278
Природный газ	923	1121	682	349

## Окончание таблицы

Параметр	2020	STEPS-2050	SDS-2050	NZE-2050
Структура выработки электроэнергии, млрд кВт×ч	1083	1299	1474	1168
Угольные ТЭС	128	90	80	76
Мазутные ТЭС	6	6	6	6
Газовые ТЭС	511	667	516	304
Прочие ТЭС	4	7	14	16
АЭС	216	254	539	349
ГЭС	214	217	232	241
ВИЭ	3	58	87	175
Удельная углеродоемкость выработки электроэнергии, кг CO <sub>2</sub> /МВт ×ч	341	245	162	154
Накопленные инвестиции за 2021–2050 гг., млрд долл.	340	340	611	492
Электроэнергетика	283	283	471	373
Энергоемкая промышленность	35	35	93	69
Прочие	22	22	46	50

Источники: Росстат, Министерство энергетики РФ, данные компаний, анализ и прогнозы ИЭФ.

атомных электростанциях при сохранении газовой генерации. Подобная структура выработки электроэнергии обеспечит стабильность энергосистемы, но снизит потенциал декарбонизации (рис. 3–4).

В разд.2 рассмотрены основные инструменты экономической политики, которые могут быть использованы для создания практических стимулов декарбонизации и сокращения выбросов CO<sub>2</sub>.

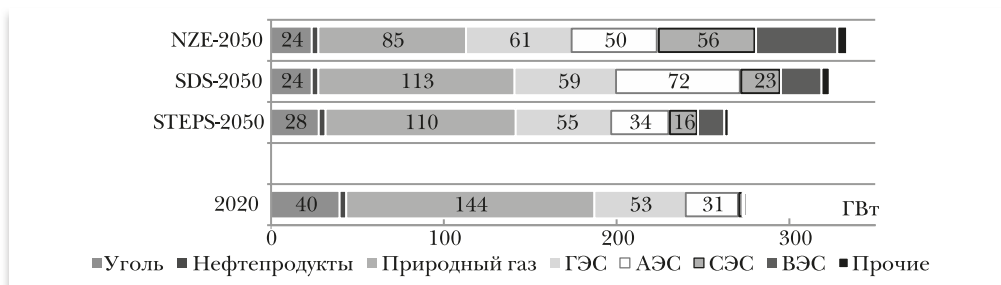


Рис. 3

Установленная мощность в России к 2050 г., ГВт

Источники: Росстат, анализ Министерства энергетики и прогнозы ИЭФ.

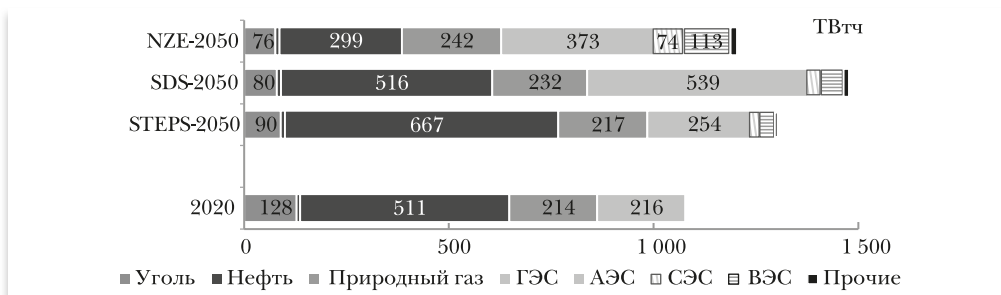


Рис. 4

Производство электроэнергии в России к 2050 г.

Источники: Росстат, анализ Министерства энергетики и прогнозы ИЭФ.

## 2. Необходимые реформы для декарбонизации российской экономики

### 2.1. Плата за выбросы

Введение системы ценообразования на углероды является одной из наиболее действенных мер для сокращения выбросов парниковых газов. Основной смысл схемы торговли выбросами (СТВ, ETS<sup>3</sup>) заключается в создании рыночных механизмов, для того чтобы компании, которые согласно своей технологии производят дополнительные объемы выбросов, могли покупать их на рынке у компаний, которые их сокращают и имеют неиспользованные объемы. Такой механизм обеспечит гибкость при сокращении выбросов парниковых газов экономически оптимальным образом. По сравнению с введением налога на выбросы торговли квотами имеет больше гибкости, так как позволяет корректировать параметры системы.

Как показывает анализ изменения тарифов на электроэнергию для разных типов генерации, наибольшее влияние цена CO<sub>2</sub> оказывает на угольную генерацию – уже при ценах выше 10 долл. США за 1 т строительство новых угольных станций становится экономически невыгодным. В то же время газовая генерация сохраняет конкурентоспособность с ВИЭ, даже при самых высоких ценах на выбросы.

### 2.2. Изменение системы налогообложения энергетического топлива – введение углеродной компоненты

Налоговая система России предусматривает дополнительное налогообложение для энергетики, в первую очередь нефтегазового сектора. Налоги на компании нефтегазового сектора являются важной частью доходов федерального бюджета. За период 2015–2020 гг. эти доходы обеспечили около 39% доходов федерального бюджета, или около 6,7% ВВП. В 2020 г., по данным Министерства финансов РФ, они составили 5,2 трлн руб. (73 млрд долл.), в 2021 г. – 9 трлн руб. (123 млрд долл.).

Возможной модификацией системы налогообложения сырьевого сектора служит ввод «углеродной составляющей» в акцизы на моторные топлива, налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ) и энергоресурсов. По данным, приведенным в (Степанов, 2019), уровень вмененной цены на углерод, посчитанный на основе НДПИ, находится в России на уровне, не уступающем западным странам – более 8 тыс. руб. за 1 т CO<sub>2</sub>. В то же время налоговая нагрузка на уголь в России существенно меньше налоговой нагрузки на природный газ из расчета на 1 т выбросов.

Введение углеродной составляющей в систему сырьевых налогов (налогов на добываемое сырье) при сохранении общей нейтральности для федерального бюджета должно увеличить налогообложение добычи угля и снизить аналогичное налогообложение для природного газа. Но введение углеродной компоненты в налоги для компаний нефтегазового сектора) требует предварительной разработки системы учета и верификации объемов выбросов. Увеличение налогообложения угольной промышленности может стать острым социальным вопросом из-за высокой концентрации добычи в нескольких регионах (в первую очередь – в Кемеровской области), а энергосистемы Сибири и Дальнего Востока будут сохранять высокую зависимость от угольных ТЭС в обозримой перспективе. Угольные ТЭС используются в том числе и для производства тепла для коммунального хозяйства, поэтому замещение их возобновляемыми источниками энергии имеет ограниченный характер, а отсутствие собственных источников газа во многих регионах Сибири и Дальнего Востока не позволяет перейти на газовую генерацию.

### 2.3. Инвестиционный налоговый вычет для декарбонизационных проектов

Во многих странах дополнительным экономическим инструментом, который стимулирует процессы декарбонизации, являются налоговые кредиты. Предоставление налоговых кредитов помогает преодолеть основные трудности, связанные, к примеру, с инвестициями в важные технологические проекты улавливания, использования и хранения углерода (carbon capture, use, and storage, CCUS) (характеризуются значительными первоначальными инвестициями и возможностью монетизации хранения CO<sub>2</sub> в дальнейшем). К примеру, во многих странах (США, Канада, Австралия, Китай и др.) существует система налоговых вычетов, которые стимулируют инвестиции в проекты, связанные с сокращением парниковых газов или повышением энергоэффективности.

В России многие регионы не включают проекты сокращения выбросов CO<sub>2</sub> в состав проектов, которые могут претендовать на получение вычетов, так как это напрямую не влияет положительно на экономику региона. Изменения в федеральном законодательстве, которые позволят определять инвестиционные проекты, направленные на эколого-технологическую модернизацию производств, как претендующие на инвестиционный налоговый вычет (ИНВ), могут создать необходимые налоговые стимулы.

<sup>3</sup> Emissions trading scheme.

## 2.4. Оптимизация норм резервирования мощности в электроэнергетике

Волатильность выработки электричества из возобновляемых источников энергии, связанная с изменением погодных условий, меняет подход к резервированию мощности в энергосистемах. В общем случае коэффициент резервирования должен зависеть от территориального распределения объектов ВИЭ<sup>4</sup> и степени связности электрических сетей, а по мере увеличения доли ВИЭ в энергосистеме должны меняться требования и возможности резервирования.

В настоящее время технические требования системного оператора<sup>5</sup> заключаются в создании 100% резерва мощности. В частности, они определяют, что «нагрузка и располагаемая мощность ВЭС и СЭС является не гарантированной и принимается равной нулю» («Методические указания по проведению расчетов балансовой надежности» от 01.09.2019, п. 7.11.5). Фактически это равносильно тому, что в период дневного максимума эти типы станций не учитываются при расчете резерва системы.

Подобный уровень резервирования представляется избыточным и приводит к дополнительным расходам для потребителей, так как затраты на формирование резерва фактически включаются в стоимость электроэнергии. Это также снижает конкурентоспособность ВИЭ в качестве источника генерации. По мере увеличения доли выработки из ВИЭ, созданной в рамках программы договоров о предоставлении мощности (ДПМ), будет увеличиваться стоимость избыточных резервов.

Мы полагаем, что требуется модификация и корректировка подходов к формированию резервов для ВИЭ. Необходимо помнить, что электрические сети в России в значительной степени были созданы с ориентацией на крупные объекты генерации. Российские линии электропередач имеют относительно малую степень связности по сравнению с европейскими странами. Значение имеет и фактор расстояния. Поэтому нормы резервирования ВИЭ, принятые в европейских странах, не подойдут для российских условий. Однако значительное снижение норм резервирования ВИЭ по сравнению с текущими значениями все же возможно.

## 2.5. Система мониторинга и отчетности

Основой для многих экономических инструментов в части декарбонизации является верифицируемая и надежная система отчетности по выбросам. «Методические указания и руководство по количественному определению объема выбросов парниковых газов организациями, осуществляющими хозяйственную и иную деятельность в Российской Федерации»<sup>6</sup> формализуют порядок расчета прямых выбросов парниковых газов, т.е. выбросов, которые происходят непосредственно из производственных объектов организации и осуществляемых производственных процессов (так называемая первая сфера охвата, Scope 1).

С 2018–2019 гг. большинство крупных российских компаний начали публиковать оценки выбросов парниковых газов Scope 1, в том числе в разрезе по основным видам деятельности. Многие российские компании проводят расчеты косвенных выбросов парниковых газов и выбросов, возникающих при использовании произведенной продукции покупателями, но подобные оценки имеют добровольный характер.

Как показывает анализ автора, подходы к расчету выбросов у разных компаний могут существенным образом отличаться. К примеру, «Сургутнефтегаз», добывший в 2019 г. более 60 млн т нефти и 9,6 млрд м<sup>3</sup> природного газа, оценил прямые выбросы парниковых газов лишь в 2,0 млн т CO<sub>2</sub>-эквивалента<sup>7</sup> (Сургутнефтегаз, 2019). При этом «Лукойл», у которого добыча нефти и газа в 2019 г. была в 1,7 раза выше (116 млн тнэ (тонн нефтяного эквивалента)), оценил объем прямых выбросов в пять раз больше<sup>8</sup>. Это указывает на то, что требования к оценке, учету и верификации выбросов должны быть стандартизированы и быть обязательными для компаний.

## ЛИТЕРАТУРА / REFERENCES

Налоговые льготы и прочие формы государственной поддержки (2021) // *Deloitte*. Режим доступа: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ru/Documents/tax/RDGI/ru/rd-special-alert.pdf> [Tax incentives

<sup>4</sup> Распределение генерации ВИЭ по разным территориям снижает вероятность того, что произойдет одновременное снижение выработки в системе.

<sup>5</sup> Акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы»: «Методические указания по проведению расчетов балансовой надежности» ([https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/st\\_balance\\_reliab\\_2018.pdf](https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/laws/standards/st_balance_reliab_2018.pdf)).

<sup>6</sup> Утв. приказом Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 30 июня 2015 г. № 300).

<sup>7</sup> «Экологический отчет ПАО «Сургутнефтегаз» за 2019 год». С. 27 (<https://www.surgutneftegas.ru/upload/iblock/06c/ECO%202019%20rus.pdf>).

<sup>8</sup> «Отчет об устойчивом развитии Группы «Лукойл» за 2019 год». С. 56 (<https://lucoil.ru/FileSystem/9/497707.pdf>).



and other forms of state support. Available at: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ru/Documents/tax/RDGI/ru/rd-special-alert.pdf> (in Russian).]

**Степанов И.А.** (2019). Налоги в энергетике и их роль в сокращении выбросов парниковых газов // *Экономический журнал Высшей школы экономики*. Т. XXIII. № 2. С. 290–313. [Stepanov I.A. (2019). (Energy taxes and their role in reducing greenhouse gas emissions).

**M.R. Salikhov**

Institute for Energy and Finance; National Research University “Higher School of Economics”, Moscow, Russia

## Scenarios of transformation: Decarbonization of the Russian economy

**Abstract.** The paper presents a forecast of the structure of power sector in Russia in 2050 under various scenarios for the transformation of the energy system and the possible prices for greenhouse gas emissions. CO<sub>2</sub> emissions in the power sector by 2050 can be 32.7% lower compared to 2020 in sustainable development scenario (SDS) with an average CO<sub>2</sub> price of \$27/t over the period. In this scenario, the capacity structure will shift in favor of an increase in the share of nuclear and gas generation with a reduction in coal generation. In the scenario of zero greenhouse gas emissions (Net Zero), the price of CO<sub>2</sub> is 37% higher compared to the scenario of sustainable development (\$37/t). The implementation of the latter scenario will reduce emissions in the power industry by 40% compared to 2020. The article gives recommendations for changing the economic policy that would accelerate the decarbonization of the Russian economy and identifies key risks of decarbonization.

**Keywords:** *decarbonization, greenhouse gas emission, CO<sub>2</sub>, emissions pricing, power sector, heat generation sector.*

JEL Classification: Q54, Q28, Q42.

For reference: **Salikhov M.R.** (2022). Scenarios of transformation: Decarbonization of the Russian economy. *Journal of the New Economic Association*, 4 (56), 213–219. DOI: 10.31737/2221-2264-2022-56-4-12

*Higher School of Economics (HSE) Economic Journal*, XXIII, 2, 290–313 (in Russian).]

IEA (2022). Indicators for CO<sub>2</sub> emissions. IEA CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion statistics: Greenhouse gas emissions from energy (The database contains data on CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion). DOI: 10.1787/data-00433-en

*Поступила в редакцию 21.03.2022*

*Received 21.03.2022*