

ПЕРЕХОД К УГЛЕРОДНО-НЕЙТРАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКЕ: ВОЗМОЖНОСТИ И ПРЕДЕЛЫ, АКТУАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ¹

© 2024 г. С. П. Филиппов*

Институт энергетических исследований РАН, Нагорная ул., д. 31/2, Москва, 117186 Россия

*e-mail: fil_sp@mail.ru

Поступила в редакцию 19.06.2023 г.

После доработки 12.07.2023 г.

Принята к публикации 01.08.2023 г.

Климатическая политика постепенно становится доминирующей в мире и начинает в решающей степени определять долгосрочные перспективы развития мировой экономики и энергетики. Проблема сдерживания роста температуры планеты является глобальной, поэтому сокращение выбросов парниковых газов в результате антропогенной деятельности должно осуществляться наиболее приемлемым для мировой экономики и энергетики образом. Оптимальные пути перехода стран мира к углеродно-нейтральной экономике будут существенно различаться, поскольку они имеют разную структуру экономики и обеспеченность энергетическими ресурсами. В статье рассмотрены следующие технологические направления декарбонизации экономики: интенсификация энергосбережения, включая производство, преобразование, транспортирование и потребление энергии; изменение топливной структуры в пользу низкоуглеродных топлив путем замещения угля природным газом; вытеснение ископаемых органических топлив углеродно-нейтральной биомассой; улавливание CO_2 в энергетических и промышленных установках с последующим его транспортированием и захоронением; расширение использования ядерной энергии; переход на использование безуглеродных возобновляемых энергоресурсов. Для каждого из этих направлений определены потенциальные возможности их вклада в достижение экономикой углеродной нейтральности и имеющиеся ограничения на их реализацию. Исследования проведены применительно к экономике и энергетике России, являющейся одним из крупнейших потребителей и экспортеров ископаемых органических топлив в мире. Показано, что переход к углеродно-нейтральной экономике должен быть комплексным и выполняться с помощью комбинации различных технологических решений. Реализация в стране концепции “электрического мира”, в которой все базовые потребности в энергии будут удовлетворяться путем использования электроэнергии, производимой на безуглеродной основе, до 2060 г. едва ли возможна по технологическим и экономическим причинам, поэтому использование ископаемых органических топлив в этот период останется неизбежным. При этом должен быть решен вопрос с организацией улавливания и захоронения CO_2 .

Ключевые слова: декарбонизация, углеродная нейтральность, парниковые газы, углекислый газ, улавливание и захоронение диоксида углерода, энергетика, углеродно-нейтральная экономика

DOI: 10.56304/S004036362401003X

Наблюдаемое повышение температуры поверхности Земли и соответствующее изменение климата, по мнению многих специалистов, связано с ростом выбросов парниковых газов (ПГ) в

результате антропогенной деятельности [1]. Такое заключение привело к формированию так называемой глобальной климатической политики. В ее основе лежит Парижское соглашение по климату, в котором содержится требование кардинально сократить выбросы ПГ для сдерживания роста температуры поверхности планеты [2]. Соглашение подписали около 200 стран мира. С его реализацией связывают надежды на стабилизацию климата на планете. Климатическая политика постепенно становится доминирующей в мире и начинает в решающей степени определять долгосрочные перспективы развития мировой экономики и энергетики [3]. В то же время имеются достаточно аргументированные исследова-

¹ Работа выполнена в Институте энергетических исследований Российской академии наук при финансовой поддержке Российского научного фонда (проект № 21-79-30013 от 17.03.2021) в части исследования возможностей и пределов применения различных энергетических технологий в решении задачи декарбонизации экономики России, а также в рамках реализации важнейшего инновационного проекта государственного значения “Единая национальная система мониторинга климатически активных веществ” (договор 001/2023 от 18.04.2023) в части анализа источников и структуры выбросов парниковых газов в России и оценки вклада рассматриваемых технологий в достижение углеродной нейтральности экономики страны.

ния, показывающие, что климату на планете свойственна изменчивость и решающую роль в этом играют естественные факторы [4, 5].

В Парижском соглашении содержится предложение всем странам отказаться от потребления ископаемых органических топлив и перейти на использование возобновляемых источников энергии (ВИЭ), прежде всего наиболее доступных — солнечной и ветровой энергии, а также биомассы. Конечной целью климатической политики объявлено достижение странами углеродной нейтральности, которая предполагает равенство выбросов ПГ и их поглощения экосистемами. В таком случае выбросы нетто ПГ каждой страной будут равны нулю. Многие страны уже объявили, что планируют достичь углеродной нейтральности к 2050 г.

Наблюдается усиление международного давления на страны в целях побуждения их к ускорению перехода с органических топлив на ВИЭ. Настоятельными становятся призывы ООН завершить такой переход развитыми странами к 2040 г., а развивающимися — к 2050 г. [6]. Для этого предлагается банкам прекратить финансирование новых проектов, связанных с добычей, преобразованием и использованием органических топлив.

Проблема сдерживания роста температуры планеты является глобальной. Поэтому сокращение выбросов ПГ должно осуществляться оптимальным образом применительно к мировой экономике и энергетике в целом. Страны мира существенно различаются по объемам и структурам экономики и имеющимся энергоресурсам, а также по качеству доступных ВИЭ (интенсивности солнечной радиации, среднегодовой скорости ветра, их суточной и годовой неравномерности, количеству пасмурных дней, продолжительности штилей и т.д.). Таким образом, при переходе стран к углеродной нейтральности реализуемые ими политические, организационные и технологические решения и, следовательно, требуемые капиталовложения будут значительно различаться [7–9]. Для достижения глобального оптимума у стран богатых высокопотенциальными ресурсами ВИЭ есть возможности развивать свою энергетику преимущественно на их основе. Для стран, не обладающих такими ресурсами, но имеющих большие запасы органических топлив, допустимы иные способы сокращения выбросов ПГ, позволяющие не только оптимально развивать их национальную экономику, но и способствовать достижению глобальных целей Парижского соглашения.

Существует довольно много технологических возможностей для перехода к углеродно-нейтральной экономике. Они имеют свои особенности, достоинства и недостатки. Важно отметить,

что для любой страны каждая из этих технологических возможностей вносит свой предельный вклад в достижение углеродной нейтральности. Он зависит от многих факторов, прежде всего от структур экономики и используемых энергоносителей, а также от технологического состояния энергетики. Определение таких пределов необходимо для разработки оптимальной политики декарбонизации экономики и энергетики каждой страны.

Переход к углеродно-нейтральной экономике, как показывают многочисленные исследования и уже накопленный мировой опыт, является чрезвычайно затратным и чреват существенным ростом цен на энергоносители. Согласно докладу [10], потребности в ежегодных инвестициях в декарбонизацию мировой энергетики к 2030 г. составят около 4.2 трлн дол., в том числе в электрогенерацию — 1.6, в энергетическую инфраструктуру — 0.9, в энергосбережение в секторе конечного потребления энергии — 1.7 трлн дол. Этот переход не является экономически оправданным и, следовательно, не реализуется рыночными методами. Он возможен только при мощной государственной поддержке.

В настоящей статье рассмотрены проблемы перехода к углеродной нейтральности стран, богатых ископаемыми топливами. Исследования выполнены применительно к России, входящей в число крупнейших стран в мире по их добыче и экспорту.

За точку отсчета принят предкризисный 2019 г., для которого имеются признанные мировым сообществом оценки выбросов ПГ в России [11]. В 2020 г. вследствие экономического кризиса, вызванного пандемией коронавирусной инфекции, потребление топлива и выбросы ПГ в России сократились. В 2021 г. они восстановились и даже немного превзошли уровень 2019 г. По выбросам ПГ это превышение составило примерно 20 Мт CO₂ (экв.), или 0.9% [12]. В 2022 г. в стране вновь произошел экономический спад с сокращением выбросов ПГ. Содержащиеся в статье экономические оценки приведены, если не оговорено особо, в дол. США 2020 г.

СТРАТЕГИЯ НИЗКОУГЛЕРОДНОГО РАЗВИТИЯ ЭКОНОМИКИ РОССИИ

В 2021 г. в России была принята Стратегия низкоуглеродного развития (НУР) [13]. Ее требования распространяются на период до 2050 г. Позже, на конференции по климату в Глазго, Россией было заявлено о стремлении достичь углеродной нейтральности к 2060 г.

В Стратегии НУР изложены два сценария: инерционный и целевой (табл. 1). В инерционном сценарии предполагается рост выбросов

Таблица 1. Требования Стратегии НУР-2021 к выбросам ПГ при различных сценариях достижения углеродной нейтральности, Мт CO₂ (экв.)/год

Показатель	2019 г.	2030 г.	2050 г.	2060 г.*
<i>Инерционный сценарий</i>				
Выбросы ПГ	2120	2253	2521	535
Поглощение ПГ	–535	–535	–535	–535
Выбросы нетто ПГ	1585	1718	1986	0
Изменение выбросов за период**	–	134	268	–1986
<i>Целевой сценарий</i>				
Выбросы ПГ	2120	2212	1830	1200
Поглощение ПГ	–535	–539	–1200	–1200
Выбросы нетто ПГ	1585	1673	630	0
Изменение выбросов за период	–	93	–382	–630
<i>Компромиссный сценарий</i>				
Выбросы ПГ	2120	2212	1165	535
Поглощение ПГ	–535	–535	–535	–535
Выбросы нетто ПГ	1585	1677	630	0
Изменение выбросов за период	–	93	–1047	–630

* С учетом заявления на конференции в Глазго о выходе на углеродную нейтральность к 2060 г.

** Прирост (+), сокращение (–) выбросов ПГ за период.

парниковых газов до 2050 г. при сохранении на уровне 2019 г. поглотительной способности отечественных экосистем. Следовательно, нетто-выбросы ПГ будут до 2050 г. неуклонно возрастать. Достичь в этом сценарии углеродной нейтральности к 2060 г. практически невозможно, поскольку за 10 лет (с 2050 по 2060 г.) выбросы ПГ нужно будет сократить почти на 2 млрд т CO₂ (экв.).

В целевом сценарии предусматривается переход после 2030 г. к сокращению выбросов ПГ. Одновременно будут предприняты меры по увеличению поглотительной способности отечественных экосистем к 2050 г. более чем в 2 раза относительно 2019 г. – с 535 до 1200 Мт CO₂ (экв.)/год. Достижение в этом сценарии углеродной нейтральности к 2060 г. также представляет непростую задачу, поскольку за период 2050–2060 гг. выбросы ПГ нужно будет сократить на 630 Мт CO₂ (экв.).

Увеличение биопродуктивности (соответственно, поглотительной способности) отечественных экосистем предполагается достичь путем проведения лесовосстановительных и прочих работ. Как правило, это трудоемкие и дорогостоящие мероприятия. Кроме того, предлагается усовершенствовать применяемую в настоящее время методику расчета поглотительной способности отечественных экосистем. Считается, что она занижает оценки их биопродуктивности. В то же время имеются опасения, что новая методика не будет принята мировым сообществом.

Поэтому автором был предложен третий сценарий, компромиссный между двумя уже рассмотренными. В нем выбросы ПГ приняты, как в целевом сценарии, а поглотительная способность экосистем – как в инерционном, т.е. на уровне 2019 г. Дополнительным обоснованием этому решению служит наблюдаемое сокращение биопродуктивности российских экосистем. В 2021 г. ими было поглощено 485 Мт CO₂ (экв.), что на 50 Мт CO₂ (экв.) (или на 9.4%) меньше, чем в 2019 г., и на 213 Мт CO₂ (экв.) (или на 31%) меньше по сравнению с 2010 г., когда поглощение ПГ экосистемами превысило 698 Мт CO₂ (экв.) [12]. Поэтому компромиссный сценарий представляется более реалистичным. По объему сокращения выбросов ПГ он в период 2030–2050 гг. амбициознее целевого, а в период 2050–2060 гг. идентичен ему.

Таким образом, для достижения углеродной нейтральности к 2060 г. нужно сократить выбросы ПГ с 2119 Мт CO₂ (экв.) в 2019 г. до:

1200 Мт CO₂ (экв.)/год в целевом сценарии, т.е. на 920 Мт CO₂ (экв.)/год, или в 1.8 раза;

535 Мт CO₂-экв./год в компромиссном сценарии, т.е. на 1585 Мт CO₂ (экв.)/год, или в 4 раза.

Существенно усложнять решение задачи достижения Россией углеродной нейтральности будет ожидаемый рост спроса на энергию, особенно на электроэнергию, вследствие развития экономики. К 2060 г. потребности страны в электроэнергии могут вырасти в 1.5 раза и более [14]. Дополнительными крупными потребителями электроэнергии

могут стать электротранспорт, электроотопление и кондиционирование, мобильная связь стандартов 5G и 6G, роботизация промышленности и быта, сельское хозяйство.

ИСТОЧНИКИ И СТРУКТУРА ВЫБРОСОВ
ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ

Согласно докладу [11], главным компонентом парниковых газов в России является CO₂, доля которого составляет 79.2% в суммарных выбросах и 69.7% в нетто-выбросах (табл. 2). Существенна доля метана, достигающая 14.9% в суммарных выбросах и 21.5% в нетто-выбросах. Эмиссия метана связана в основном с добычей топлив, сельскохозяйственными процессами и обращением с отходами. Выбросы N₂O и прочих компонентов ПГ менее значимы.

Основные выбросы ПГ в России обусловлены производством и потреблением энергии. В 2019 г. они составили около 1668 Мт CO₂ (экв.) (78.7% суммарных выбросов ПГ) и на 89.3% представлены CO₂.

Для детализации источников выбросов использованы данные Росстата по потреблению топлива при производстве различных продуктов и услуг, а также информация из публикации [11]. Принятые в расчетах удельные выбросы CO₂ при сжигании топлива различных видов приведены в табл. 3.

Основным источником выбросов ПГ в России является энергетика. Она ответственна за 51.6%

суммарных выбросов ПГ в стране [1095 Мт CO₂ (экв.) в 2019 г.] (табл. 4).

В выбросы ПГ существенный вклад вносят население (при потреблении топлива на цели отопления, горячего водоснабжения и пищевого приготовления) [8.7%, 185 Мт CO₂ (экв.)] и автомобильный транспорт (включая легковые автомобили населения) [7.6%, 160 Мт CO₂ (экв.)]. Примерно столько же ПГ, обусловленных сжиганием топлив, выбрасывают промышленность вместе со строительством [7.6%, 162 Мт CO₂ (экв.)].

В промышленности значительно больше выбросов ПГ связано не со сжиганием топлив, а с осуществлением разнообразных процессов преобразования вещества [237 Мт CO₂ (экв.) в 2019 г.]. Прежде всего это касается металлургии, химии и производства строительных материалов (табл. 5). Наибольшие выбросы ПГ наблюдаются при получении четырех продуктов: чугуна, стали, аммиака, цемента. В совокупности они превысили 154 Мт CO₂ (экв.) в 2019 г. Следовательно, на производство этих четырех продуктов приходится 65% выбросов ПГ от всех промышленных процессов.

Большие выбросы ПГ обусловлены биохимическими процессами в сельском хозяйстве [114 Мт CO₂ (экв.)], а также различными неэнергетическими процессами при обращении с отходами [100 Мт CO₂ (экв.)].

Таблица 2. Выбросы парниковых газов в России и их структура (2019 г.)

Источник выбросов	Суммарные выбросы ПГ		Основные компоненты в выбросах ПГ, Мт CO ₂ (экв.)/год		
	Мт CO ₂ (экв.)/год	%	CO ₂	CH ₄	N ₂ O*
1. Выбросы парниковых газов:					
производство и потребление энергии	1668	78.7	1490	172	6
промышленные процессы	237	11.2	187	1	50
сельскохозяйственные процессы	114	5.4	1	54	59
обращение с отходами	100	4.7	2	89	10
Всего выбросы	2119	100.0	1679	315	125
Землепользование**	−535	−25.2	−576	25	15
Итого выбросы (нетто)	1585	74.8	1104	341	140
2. Структура выбросов по веществам, %:					
суммарные выбросы	100.0		79.2	14.9	5.9
выбросы нетто	100.0		69.7	21.5	8.8

* Включая фтористые соединения: гидрофторуглероды, перфторуглероды, гексафторид серы и другие ПГ.
** Выбросы (+), поглощение (−).

Таблица 3. Удельные выбросы CO₂ при сжигании различных топлив

Вид топлива	Теплота сгорания (низшая), МДж/кг	Выброс CO ₂ , кг CO ₂ /ГДж
Природный газ	33.82*	54.4
Нефть	41.91	73.3
Бензин автомобильный	43.67	69.3
Дизельное топливо	42.50	74.1
Топливо печное бытовое	42.00	77.0
Мазут:		
флотский	41.91	77.4
топочный	40.15	77.4
Сжиженный газ	46.01	63.1
Газ нефтепереработки, сухой	43.96	57.6
Уголь:		
коксующийся	28.20	94.6
антрацит	26.70	98.3
каменный	22.51	94.6
бурый уголь	13.69	101.0
Угольные брикеты	20.70	97.5
Кокс металлургический сухой	29.01	107.0
Газ горючий:		
коксовый	16.71*	44.4
доменный	3.94*	260.0
Торф	9.96	106.0
Дрова	10.2	98.0
Пеллеты древесные	18.4	98.0
Древесные отходы (биомасса)	7.80	112.0
Биогаз	21.48*	91.5

* МДж/м³.

ПЕРЕХОД К УГЛЕРОДНО-НЕЙТРАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКЕ

Для достижения углеродной нейтральности экономики имеются следующие возможности:

интенсификация энергосбережения, прежде всего в энергетике и зданиях;

изменение топливной структуры в пользу низкоуглеродных топлив, главным образом, путем замещения угля природным газом;

вытеснение ископаемых органических топлив углеродно-нейтральной биомассой;

улавливание CO₂ в энергетических и промышленных установках с последующим его транспортом и захоронением;

расширение использования ядерной энергии;

переход на крупномасштабное использование первичных безуглеродных ВИЭ (солнечной, ветровой, гидро- и геотермальной энергии).

Для реализации этих возможностей требуются соответствующие технологии. В мире одним из

наиболее эффективных мероприятий по сокращению выбросов ПГ признано энергосбережение [15]. В России имеется значительный потенциал экономии энергии. По энергоемкости и карбоно-емкости ВВП Россия в 2 раза отстает от мирового уровня и в 5–6 раз от передовых стран [16]. Это обусловлено в решающей мере сырьевым характером экономики России. В стране в больших объемах производятся дешевые энергоемкие продукты низкого уровня передела, направляемые на экспорт. В эксплуатации осталось много технологически отсталых производств. Огромны расходы энергии на отопление зданий из-за сурового климата и низкой энергетической эффективности значительной части имеющегося жилищного фонда. Потому потенциал энергосбережения будет определяться целевыми требованиями к структурной перестройке и технологическому обновлению экономики страны. Следовательно, в нем могут быть выделены структурная и технологическая составляющие.

Таблица 4. Выбросы ПГ при производстве и потреблении энергии (2019 г.)

Источники выбросов	Выбросы, Мт CO ₂ (экв.)	Структура выбросов, %	Доля в суммарных выбросах ПГ, %
1. Сжигание топлив	1451.7	87.0	68.5
<i>Добыча и переработка топлив</i>	<i>64.3</i>	<i>3.9</i>	<i>3.0</i>
В том числе:			
добыча нефти и газа	18.0	1.1	0.9
переработка нефти и газа	43.8	2.6	2.1
добыча и переработка угля	2.5	0.2	0.1
<i>Производство электро- и теплоэнергии</i>	<i>752.9</i>	<i>45.1</i>	<i>35.5</i>
В том числе:			
электростанции	577.4	34.6	27.2
котельные	175.5	10.5	8.3
<i>Строительство и промышленность</i>	<i>161.7</i>	<i>9.7</i>	<i>7.7</i>
В том числе:			
металлургическая	44.8	2.7	2.1
неметаллических материалов	22.7	1.4	1.1
химическая	15.0	0.9	0.7
целлюлозно-бумажная	11.7	0.7	0.6
пищевая	6.9	0.4	0.3
прочие	60.6	3.6	2.9
<i>Сельское хозяйство</i>	<i>15.8</i>	<i>1.0</i>	<i>0.7</i>
<i>Транспорт</i>	<i>246.8</i>	<i>14.8</i>	<i>11.6</i>
В том числе:			
автомобильный	160.5	9.6	7.6
железнодорожный	9.4	0.6	0.4
водный	1.5	0.1	0.1
авиационный	13.5	0.8	0.6
трубопроводный	61.9	3.7	2.9
<i>Из него газопроводы</i>	<i>61.7</i>	<i>3.7</i>	<i>2.9</i>
<i>Прочие отрасли</i>	<i>24.9</i>	<i>1.5</i>	<i>1.2</i>
<i>Население</i>	<i>185.3</i>	<i>11.1</i>	<i>8.7</i>
2. Утечки и испарение топлив*	216.0	13.0	10.2
В том числе:			
нефть и газ	147.8	8.9	7.0
твердые топлива	68.2	4.1	3.2
Всего	1667.7	100.0	78.7

* Утечки и испарение топлив при их добыче, транспортировании и потреблении.

Далее рассмотрены особенности реализации перечисленных технологических направлений сокращения выбросов ПГ. Для каждого из них определены имеющиеся ограничения и представлены оценки предельного вклада в достижение экономикой страны углеродной нейтральности. Эти оценки получены при выполнении следующих условий:

прироста энергопотребления, связанные с дальнейшим развитием экономики, обеспечива-

ются использованием первичных безуглеродных видов энергии – ядерной и ВИЭ;

выбросы ПГ, не связанные с производством и потреблением топлива и энергии, увеличиваться не будут (см. табл. 2).

При выполнении этих условий задача достижения экономикой углеродной нейтральности сводится к сокращению выбросов ПГ к 2060 г., как было указано ранее, до 1200 Мт CO₂ (экв.)/год

Таблица 5. Выбросы ПГ при неэнергетических процессах (2019 г.)

Источники выбросов	Выбросы, Мт CO ₂ (экв.)	Структура выбросов, %	Доля в суммарных выбросах ПГ, %
1. Промышленные процессы	237.4	52.6	11.2
<i>Металлургические</i>	<i>105.0</i>	<i>23.2</i>	<i>5.0</i>
В том числе производство:			
чугуна, стали	92.6	20.5	4.4
алюминия	6.5	1.4	0.3
ферросплавов	3.2	0.7	0.2
прочих продуктов	2.7	0.6	0.1
<i>Химические</i>	<i>71.8</i>	<i>16.0</i>	<i>3.4</i>
В том числе производство:			
аммиака	41.4	9.2	2.0
этилена	6.7	1.5	0.3
метанола	3.0	0.7	0.1
сажи	2.5	0.6	0.1
прочих продуктов	24.5	5.4	1.2
карбамида	−6.3	−1.4	−0.3
<i>Производство минеральных продуктов:</i>	<i>36.3</i>	<i>8.1</i>	<i>1.7</i>
цемента	20.3	4.5	1.0
извести	8.9	2.0	0.4
прочих продуктов	7.1	1.6	0.3
<i>Прочие промышленные процессы</i>	<i>24.3</i>	<i>5.4</i>	<i>1.1</i>
2. Сельскохозяйственные процессы	114.2	25.3	5.3
В том числе:			
внутренняя ферментация у животных	39.1	8.7	1.8
сбор и хранение навоза	12.3	2.7	0.6
биохимические процессы в почвах	61.3	13.6	2.9
известкование	0.9	0.2	0
рисовые поля	0.6	0.1	0
3. Обращение с отходами	100.2	22.2	4.7
Всего	451.8	100.0	21.2

в целевом и 535 Мт CO₂ (экв.)/год в компромиссном сценарии.

Энергосбережение в энергетике

Крупнейший потенциал энергосбережения имеется в энергетике. Но для его реализации потребуются ее крупномасштабное техническое обновление. В условиях нарастающей геополитической нестабильности и концентрации технологических инноваций в узком кругу глобальных компаний оно должно осуществляться преимущественно на основе передового отечественного оборудования [17]. Прежде всего, это касается критически важных технологических направлений, в частности перевода тепловых электростанций с паротурбинных установок (ПТУ) на парогазовые установки (ПГУ), что позволит в 1.5 раза и более сократить потре-

ние топлива [18]. По данным Росстата, в 2021 г. среднегодовой КПД тепловых электростанций по производству электроэнергии составил 39.3% (нетто) и 41.1% (брутто). При этом структура топлив, используемых электростанциями, была следующей, %:

Природный газ.....	65.5
Уголь.....	21.8
Прочие виды топлива.....	12.7

Среднегодовой КПД производства тепловой энергии котельными в 2021 г. составил 84.3% при такой топливной структуре, %:

Природный газ.....	72.7
Уголь.....	13.0
Прочие виды топлива.....	14.3

В настоящее время российской компанией “ОДК-Сатурн” серийно выпускаются газотурбинные установки (ГТУ) мощностью 110 МВт с КПД 35–36% в простом цикле и 50–52% в составе ПГУ мощностью 165 и 325 МВт [19]. Компанией “Силовые машины” разработана и готова к выпуску газотурбинная установка ГТЭ-170.1 мощностью 155.3 МВт с КПД 34.1% [20]. К 2026 г. планируется запустить в серийное производство модернизированную турбину ГТЭ-170.2 мощностью 170 МВт с КПД 35.1%, который в будущем предполагается увеличить до 36%. Газовые турбины ГТЭ-170.1 и ГТЭ-170.2 позволят создавать отечественные ПГУ мощностью около 250 МВт (моноблоки) и 500 МВт (дубль-блоки) с КПД 51.2–52.3%, а в перспективе – 53%. Также компанией создается турбина ГТЭ-65 мощностью 67.7 МВт с КПД 36.2%, серийный выпуск которой ожидается в 2024 г.

Дискуссионным остается вопрос о создании в стране перспективных ГТУ сверхбольшой мощности (300–500 МВт и более) и ПГУ на их основе с КПД более 60%. Такие установки в мире производятся уже серийно [21]. Необходимо в короткие сроки сформировать технический облик отечественных ГТУ сверхбольшой мощности, которые базируются на передовых технологических решениях и в которых используются новые жаропрочные материалы. Это позволит оценить возможности создания в стране сверхбольших ГТУ с передовыми показателями, конкурентоспособных на отечественном и мировом рынках, и поставить перед наукой и промышленностью соответствующие задачи, в частности, по разработке новых жаропрочных материалов, низкоэмиссионных камер сгорания и более эффективных способов охлаждения турбинных лопаток.

Выпуск нового отечественного оборудования в первую очередь необходим для скорейшего технического перевооружения теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), оборудование которых давно морально устарело и сильно изношено [22]. Роль же ТЭЦ в энергетике России очень велика. На них приходится около половины электроэнергетики, производимой ТЭС, половина тепловой энергии, отпускаемой в сети централизованного теплоснабжения, около 64% потребляемого топлива. Целесообразно интенсифицировать разработку угольных паротурбинных установок с высокими параметрами пара (30 МПа, 600/610°C). Велики потребности в современном отечественном оборудовании и для технического обновления электрических и тепловых сетей.

Большим потенциалом энергосбережения обладает газотранспортная система страны. Протяженность магистральных газовых сетей в России (в однотрубном исчислении) на начало 2023 г. составляла 179.3 тыс. км [23]. Из них 31% эксплуати-

руется более 40 лет, в том числе 13% – свыше 50 лет [24]. Расход газа на собственные технологические нужды газотранспортной системы в последние годы составлял 32–40 млрд м³/год в зависимости от загрузки сети, или 5.2–5.9% количества газа, подаваемого в сеть [24]. Замена изношенных трубопроводов и устаревших ГТУ для привода компрессоров на новые и более эффективные позволит сократить потребление топлива с соответствующим сокращением выбросов ПГ.

В эксплуатации находится 4566 газоперекачивающих агрегатов (ГПА) суммарной мощностью 54.4 ГВт, в том числе 47.6 ГВт (3916 шт.) на компрессорных станциях магистральных газопроводов, 5.8 ГВт (423 шт.) на промыслах в качестве дожимных станций и 0.95 ГВт (227 шт.) на подземных хранилищах газа [25]. Среди них доля импортных ГПА превышает 24% (1108 шт.). На ГПА установлено около 100 типов газовых компрессоров и 60 типов их приводов [26]. Переход на использование преимущественно отечественного оборудования и его унификация будут способствовать снижению эксплуатационных издержек.

На магистральных газопроводах 3263 ГПА (43.3 ГВт) оборудованы газотурбинным приводом и 645 ГПА (4.3 ГВт) – электроприводом. В структуре приводных газовых турбин преобладают установки единичной мощностью 16–18 МВт (1161 шт., 18.6 ГВт) и 10–12 МВт (1106 шт., 11.2 ГВт). Довольно много установок мощностью до 8 МВт (623 шт., 3.9 ГВт) и 20–50 МВт (373 шт., 9.5 МВт). Нарботка приводных ГТУ суммарной мощностью 21.3 ГВт (49.5% парка) уже превысила 100 тыс. ч, а 4.4 ГВт – 170 тыс. ч [25].

Средние паспортные значения КПД используемых приводных ГТУ довольно низкие и составляют для ГТУ единичной мощностью до 8 МВт 27.8%, 10–12 МВт – 28.9%, 16–18 МВт – 30.7%, 20–50 МВт – 34.5%. В среднем по всему парку приводных ГТУ номинальный (паспортный) КПД равен 30.8% [25]. В реальных условиях эксплуатации он меньше, в частности, из-за работы ГТУ на пониженных нагрузках. Средний коэффициент использования установленной мощности ГТУ составляет около 0.8.

В стране ведутся активные разработки ГТУ для применения в составе ГПА. В частности, Невский завод предлагает ГТУ мощностью 16 МВт с КПД 37% и ГТУ мощностью 32 МВт с КПД 36.2%. Эти газотурбинные установки производятся по лицензионному соглашению с компанией GE Oil & Gas (Nuovo Pignone S.p.A.) [27]. АО “ОДК-Авиадвигатель” предлагает ГТУ мощностью 16 МВт с КПД 37% и ГТУ мощностью 25 МВт с КПД 39.2%, разработанные на базе авиадвигателя ПС-90 [28]. В настоящее время этой компанией на основе авиадвигателя ПД-14 разрабатывается ГТУ мощностью 16 МВт с КПД 39.5%, оборудованная “су-

Таблица 6. Оценки потенциала энергосбережения и сокращения выбросов CO₂ при техническом перевооружении энергетики

Объект	Экономия топлива, ПДж/год	Сокращение выбросов CO ₂ , Мт/год
КЭС:		
угольные	338	18.4
газовые	123	11.8
ТЭЦ:		
газовые	548	29.8
угольные	65	6.2
Котельные:		
газовые	30	1.7
угольные	29	2.8
Электрические сети	254	17.5
Тепловые сети	244	18.2
Газотранспортная система	140	7.6
Всего	1771	114.0

хой” низкоэмиссионной камерой сгорания. На базе перспективного авиадвигателя ПД-35 предусматривается разработка ГТУ мощностью 20 МВт с КПД 39% и мощностью 32 МВт с КПД 41.5%. Такие ГТУ могут использоваться для производства электроэнергии, в том числе в составе ПГУ. Важным может стать их применение в качестве пиковых источников электроэнергии.

Технологическое обновление энергетики России с использованием отечественного оборудования позволит получить следующие среднегодовые эффекты, %:

Рост КПД ТЭС:

 газовых.....21.2
 угольных.....12.0

Повышение эффективности сжигания на ТЭЦ:

 газа.....15.7
 угля.....5.4

Увеличение КПД котельных:

 газовых.....1.6
 угольных.....3.9

Сокращение потерь электроэнергии
в электрических сетях.....13.0

Снижение потерь тепловой энергии
в тепловых сетях.....36.0

Уменьшение потребления природного газа
в газотранспортной системе.....14.3

При реализации потенциала энергосбережения в энергетике на основе перспективного отечественного оборудования экономия топлива может составить около 1771 ПДж в год, или 16.2%

его суммарного потребления данным сектором (табл. 6). Это обеспечит снижение выбросов CO₂ на 114 Мт/год. Вклад такого сокращения выбросов ПГ в достижение углеродной нейтральности экономики страны составит 12.4% для целевого и 7.2% для компромиссного сценария.

Наибольший эффект может быть получен в результате технологического обновления электростанций. Большой потенциал энергосбережения сосредоточен в электрических и тепловых сетях. Представленные оценки получены, как отмечено ранее, при вполне реализуемом сокращении в них потерь (на 1.1 и 4.5% соответственно в абсолютном выражении).

Энергосбережение в зданиях

Основными направлениями использования энергии в зданиях являются: отопление, горячее водоснабжение, приготовление пищи, освещение и электропитание бытовых приборов. В условиях России безусловное лидерство принадлежит отоплению. В 2021 г. на централизованное отопление зданий было направлено около 2987 ПДж тепловой энергии, или 58.3% ее производства электростанциями и котельными. Из этого количества 51.8% пришлось на жилые дома, 15.2% — на общественные здания, оставшиеся 33.0% — на производственные помещения. Еще около 1841 ПДж различных видов топлива было сожжено в индивидуальных бойлерах для теплоснабжения малоэтажной застройки.

В России свыше 66% имеющегося жилищного фонда было построено по старым нормам тепловой защиты зданий (действовали до 2003 г.),

Таблица 7. Оценки потенциала энергосбережения и сокращения выбросов CO₂ при повышении тепловой защиты зданий

Отопление зданий	Экономия энергии, ПДж/год	Сокращение выбросов CO ₂ , Мт/год
Централизованное	848	79.5
В том числе:		
жилых	439	41.2
общественных	129	12.1
производственных	280	26.2
Индивидуальное (жилые здания)	465	26.0
Всего	1313	105.5

поэтому они характеризуются низкой тепловой эффективностью. Согласно [29] реконструкция таких зданий обеспечит экономию:

439 ПДж в год централизованно поставляемой тепловой энергии при реконструкции многоквартирных домов суммарной площадью 1876 млн м²;

465 ПДж топлива в год при реконструкции индивидуальных малоэтажных домов площадью 751 млн м².

Представленные оценки получены для условий повышения теплозащитных характеристик зданий до экономически оптимального уровня с учетом различия климатических характеристик регионов России. Аналогичные требования могут быть распространены на общественные и производственные здания. Оценки потенциала экономии энергии в результате утепления зданий приведены в табл. 7.

Использование информации Росстата по количеству и структуре потребляемых топлив электростанциями, котельными и индивидуальными бойлерами, рекомендаций документа [30], а также данных из табл. 3 позволяет оценить объемы снижения выбросов CO₂ вследствие реконструкции зданий в целях повышения их тепловой эффективности. Реализация таких энергосберегающих мероприятий даст возможность сократить выбросы CO₂ на 105.5 Мт/год. Их вклад в достижение углеродной нейтральности экономики страны составит 11.5% для целевого и 6.7% для компромиссного сценария.

Замещение угля природным газом

Потенциал сокращения выбросов CO₂ путем замещения угля природным газом определен на основе информации Росстата по структуре потребляемых топлив электростанциями, котельными и печами, удельной экономии топлива энергоустановками при переходе с угля на при-

родный газ, данных табл. 3 по удельным выбросам ПГ при сжигании топлива различных видов.

Рассмотрены два варианта перевода угольных электростанций на сжигание природного газа:

реконструкция котельного агрегата для сжигания газа, при этом паровая турбина остается прежней;

замена угольной ПТУ на ПГУ на природном газе.

В первом варианте среднегодовой КПД конденсационных электростанций (КЭС) может быть увеличен на 16.5, а ТЭЦ – на 14%, во втором – на 47.7 и 35.3% соответственно. Средняя за год эффективность использования топлива при переводе котельных с угля на природный газ возрастает на 6.5%, а прочих потребителей – на 7.1%.

Как показали расчеты, замещение угля природным газом позволяет сократить выбросы ПГ: в первом варианте на 127 Мт CO₂ (экв.) в год, из которых 72.5% приходится на электростанции, во втором – на 142.9 Мт CO₂ (экв.) в год при доле электростанций 75.5% (табл. 8). Вклад такого сокращения в достижение углеродной нейтральности экономики страны составит: в первом варианте 13.8% для целевого и 8.0% для компромиссного сценария и во втором варианте соответственно 15.5 и 9.0%.

Замещение угля природным газом породит ряд негативных последствий. В частности, это приведет к стагнации и последующей ликвидации угольной промышленности, создаст проблемы для обеспечения надежного энергоснабжения многих регионов страны, станет причиной снижения стратегической устойчивости энергетики страны. Сплошная газификация районов с низкой плотностью энергопотребления – весьма дорогостоящее мероприятие и потому не является экономически целесообразной. Угольные электростанции могут и должны выполнять функции обеспечения надежности электроснабжения потребителей и живучести самих электроэнергетических систем при внешних воздействиях на них (природных или антропогенных). Особенно это

Таблица 8. Оценки потенциала экономии топлива и сокращения выбросов CO₂ при замещении угля природным газом

Объект	Экономия топлива, ПДж/год	Сокращение выбросов CO ₂ , Мт/год
КЭС	104/237	36.1/43.4
ТЭЦ	142/302	55.9/64.5
Котельные	23	16.3
Прочие потребители	28	18.7
Всего	297/590	127.0/142.9

Примечание. В числителе — при замене угольной ПТУ на газовую ПТУ, в знаменателе — при замене угольной ПТУ на ПГУ на природном газе.

будет важным при крупномасштабном развитии электрогенерации на базе ВИЭ. Ведь уголь на всю рассматриваемую перспективу будет оставаться одним из лучших и надежных сезонных аккумуляторов энергии.

Вытеснение ископаемых топлив биомассой

Биомасса считается климатически нейтральным топливом, несмотря на то что ее сжигание сопровождается большими выбросами CO₂. Биомасса образуется путем биологического поглощения CO₂ из атмосферы, и после ее сжигания CO₂ возвращается в атмосферу в том же количестве. Поэтому эти выбросы не учитываются при определении объемов ПГ, подлежащих сокращению для достижения углеродной нейтральности экономики. Правда, это касается только сжигания биомассы в объеме ее ежегодного прироста. По этой причине торф, запасы которого велики, не признается климатически нейтральным топливом. Твердые бытовые отходы также считаются климатически нейтральным топливом, поскольку содержат в основной своей части продукты переработки природной биомассы.

По данным Росстата потребление в стране всех видов биомассы на энергетические цели, т.е. в качестве биотоплива, составило в 2019 г. около 103 ПДж, а в 2021 г. — 108 ПДж. В основном это твердое древесное топливо. На биогаз, получаемый из сельскохозяйственных отходов, приходится лишь около 4 ПДж. В России в настоящее время производится свыше 43 ПДж пеллет в год, которые отправляются главным образом на экспорт из-за неустойчиво высокой цены. Потребление пеллет в стране в последние годы находилось на уровне 3 ПДж/год.

Вытеснение ископаемых органических топлив биомассой возможно благодаря использованию заготавливаемой древесины, лесных и сельскохозяйственных отходов, твердых коммунальных отходов, специально выращиваемой плантационной биомассы и т.д. Потенциальные ресурсы

биомассы в России огромны [31]. В основном это древесная биомасса.

Общий запас древесины в российских лесах по состоянию на 2021 г. составляет 82.4 млрд м³ [32]. Из них свыше 56% приходится на спелую и перестойную древесину, из которой более 79% — хвойные породы [33]. Около 80% спелых и перестойных древостоев находятся в азиатской части России. Средний прирост запаса древесины в лесах России составляет примерно 854 млн м³/год [34].

В лесах, эксплуатация которых возможна технически и целесообразна по экологическим и экономическим соображениям, сосредоточено 48.5 млрд м³ древостоя, из которого 28.6 млрд м³ является спелым и перестойным [32]. В этих лесах ежегодный прирост древесины достигает 644 млн м³. Важно отметить, что доля эксплуатационного фонда в общем запасе спелых и перестойных древостоев в азиатской части страны намного меньше, чем в европейской. Это объясняется тем, что в азиатской части значительно ниже уровень транспортной доступности лесного фонда и здесь расположены практически все резервные леса [33]. В европейской части страны основные ресурсы древесной биомассы размещены в западных, северо-западных и северных регионах.

Допустимый объем изъятия древесины из лесов России оценивается в 728 млн м³ в год [35]. Расчетная лесосека, которая определяет научно обоснованный (оптимальный) объем рубок в стране, равна примерно 500 млн м³ в год, из которых 300 млн м³ в год (60%) приходится на хвойные и 200 млн м³ в год (40%) на лиственные леса [36]. В 2021 г. в России было заготовлено 224.9 млн м³ древесины, что составило 30.9% допустимого объема изъятия и 45% расчетной лесосеки [35].

Неполное использование имеющегося в стране потенциала древесной биомассы объясняется следующими основными причинами:

недостаточной развитостью транспортной инфраструктуры для вывоза биомассы из районов заготовок древесины и санитарных рубок;

Таблица 9. Оценки потенциала замещения ископаемых топлив биомассой и объемов исключения выбросов CO₂

Вид биомассы (биоотходов)	Замещение ископаемых топлив, ПДж/год	Исключение выбросов CO ₂ , Мт/год
Древесная биомасса при реализации потенциала:		
экономического	1486	143
технического	2717	261
Сельскохозяйственные отходы	36	2
Твердые коммунальные отходы	119	11

высокой стоимостью перевозки биомассы в центры ее переработки и потребления вследствие больших расстояний и низкой плотности биомассы;

слабой конкурентоспособностью биомассы с традиционными видами топлива, прежде всего с достаточно дешевыми природным газом и углем.

Остающиеся в стране дополнительные ресурсы древесной биомассы могут использоваться как на неэнергетические нужды (в виде сырья, конструкционных материалов и др.), так и в качестве топлива. Дополнительный энергетический потенциал древесной биомассы составляет 275 млн м³/год (1485 ПДж/год) при отсчете от расчетной лесосеки (экономически оптимальное значение) и 503 млн м³/год (2717 ПДж/год) при отсчете от допустимого объема изъятия (технически возможное значение).

Имеющиеся в стране дополнительные ресурсы древесной биомассы меньше объема внутреннего потребления угля на энергетические цели. Оценки сокращения выбросов ПГ в результате вытеснения ископаемых топлив древесной биомассой получены при следующих предположениях:

биомасса вытесняет уголь, причем это может осуществляться во всех сферах его энергетического применения;

КПД энергоустановок на угле и подготовленной биомассе принимаются одинаковыми.

Реализация дополнительного экономического потенциала древесной биомассы позволяет вытеснить около 48% внутреннего потребления угля в стране и исключить из выбросов CO₂ примерно 143 Мт/год (табл. 9). Если бы удалось использовать весь дополнительный технический потенциал биомассы, то это позволило бы вытеснить 87% угля и сократить выбросы CO₂ на 261 Мт/год.

Вклад древесной биомассы в достижение экологической страны углеродной нейтральности составит при реализации дополнительного экономического потенциала 15.5% для целевого и 9.0% для компромиссного сценария. При использовании дополнительного технического потенциала он существенно больше – 28.3 и 16.5% соответственно.

Вытеснение ископаемых органических топлив древесной биомассой потребует развития в стране биоэнергетики с производством высококачественных и потому более транспортабельных биотоплив, в частности топливных пеллет. Кроме того, необходимо будет реконструировать топливосжигающие установки под новый вид топлива.

В России ежегодно образуются большие объемы сельскохозяйственных отходов. По данным Росстата в 2021 г. они составили 46.9 млн т, в том числе 45.7 млн т – отходы животноводства (навоз, помет и др.) и 1.2 млн т – отходы растениеводства (солома и другие растительные остатки, продукты первичной обработки зерновых и зернобобовых культур, а также производства сахара). Отходы животноводства используются в основном в качестве органических удобрений и вносятся в почву в целях повышения ее плодородия, увеличения ее биологической активности и противодействия эрозии. Отходы растениеводства применяются преимущественно в виде корма для животных.

В будущем направления использования сельскохозяйственных отходов в стране, как планируется, останутся такими же [37]. Поэтому нет оснований рассматривать эти отходы в качестве крупного источника углеродно-нейтрального топлива. В небольших масштабах они могут найти применение для локального производства энергии, например для получения тепловой энергии путем сжигания соломы. Возможно производство электрической и тепловой энергии в газопоршневых установках, работающих на биогазе, получаемом из сельскохозяйственных отходов. Сопутствующим продуктом может стать осадок из установок производства биогаза, реализуемый в качестве органического удобрения. Пока в большинстве регионов России из-за неподходящих климатических условий производство биогаза оказывается экономически нерентабельным. Требуется слишком большой расход энергии на обогрев установок анаэробного брожения сельскохозяйственных отходов (метантенков) в длинный зимний период. Опыт эксплуатации подобных установок в Белгородской области показал [37], что в российских условиях из 1 т сельскохозяйственных отходов можно получить:

на больших установках (по биопереработке 95 тыс. т отходов в год и мощности газопоршневой установки 3.6 МВт) до 316 кВт · ч электрической и 1.2 ГДж тепловой энергии;

на небольших установках (13.2 тыс. т/год, 0.5 МВт) до 280 кВт · ч электрической и 0.5 ГДж тепловой энергии.

Можно допустить, что развитие в стране сельского хозяйства позволит ежегодно направлять на энергетические цели около 10 млн т сельскохозяйственных отходов. Этого достаточно для производства около 3 ТВт · ч электрической и 0.9 ПДж тепловой энергии с замещением около 36 ПДж природного газа на электростанциях и в котельных и исключением около 2 Мт/год выбросов CO₂ (см. табл. 9). Вклад использования сельскохозяйственных отходов в достижение экономикой страны углеродной нейтральности оказывается незначительным — около 0.2% для целевого и 0.1% для компромиссного сценария.

Крупным источником углеродно-нейтрального топлива в России могут стать твердые коммунальные отходы (ТКО). Наблюдается неуклонный рост их образования. По данным Росстата в 2021 г. было вывезено 47.4 млн т ТКО, в том числе на переработку 14.9 млн т (31.4%), на обезвреживание 0.7 млн т (1.5%) и на захоронение 31.8 млн т (67.1%). Собираемые ТКО существенно различаются по компонентному составу, в частности по влажности и содержанию негорючих компонентов, имеют низкую теплоту сгорания, которая варьируется в довольно широком диапазоне значений (обычно от 4 до 8 МДж/кг). Основными направлениями энергетического использования ТКО являются сжигание и переработка в более качественное твердое топливо.

Из-за низкой теплоты сгорания ТКО для их надежного сжигания требуется в большинстве случаев добавлять в топочное устройство высококалорийное топливо, например природный газ. Содержание в ТКО разнообразных пластиков и тяжелых металлов является причиной образования в процессе горения большого количества крайне вредных для природы и человека веществ (диоксинов, фуранов, полиароматических углеводородов и др.) [38]. Особенно негативными в этом отношении являются топки с циклическим сжиганием твердого топлива, широко используемые в теплогенераторах небольшой мощности [39]. Для сокращения образования токсичных веществ сжигание ТКО необходимо осуществлять при высокой температуре (свыше 1300°C). Очистка продуктов сгорания ТКО от вредных компонентов до безопасного уровня представляет собой крайне сложную задачу. Ее решение неизбежно оказывается очень дорогостоящим.

В результате переработки ТКО удастся получить более качественное твердое топливо — так

называемое RDF (refuse derived fuel) в виде брикетов и гранул. Переработка ТКО включает в себя их предварительную сортировку, сушку и грануляцию/брикетирование. В российских условиях из 1 т ТКО удастся получить около 250 кг RDF с теплотой сгорания 14–16 МДж/кг, а удельные капиталовложения в сооружение соответствующего завода оцениваются в 30–60 дол/т RDF в год в зависимости от его комплектации и уровня автоматизации сортировочного процесса [40]. Твердое топливо (RDF) оказывается конкурентоспособным с углем и позволяет замещать его у многих потребителей, в частности в цементной промышленности. В цементных печах вредные вещества, образующиеся при сжигании RDF, преобразуются в клинкере в устойчивые и безвредные химические соединения [40].

При переработке в RDF всего объема ТКО, отправляемого в настоящее время на свалки, при средней теплоте сгорания RDF 15 МДж/кг потенциальный объем производства данного вида топлива в России составит 119 ПДж/год. Замещение им угля позволит уменьшить учитываемые объемы выбросов ПГ примерно на 11 Мт CO₂/год (см. табл. 9). Вклад использования ТКО в достижение экономикой страны углеродной нейтральности составит около 1.2% для целевого и 0.7% для компромиссного сценария.

Улавливание и захоронение CO₂

Серьезной альтернативой рассмотренным подходам к достижению углеродной нейтральности экономики страны являются организация улавливания CO₂ в топливоиспользующих установках и его последующее транспортирование и захоронение в геологических структурах. Применяя технологии улавливания и захоронения CO₂ (carbon capture and storage — CCS), можно сохранить энергетику на органических видах топлива. Имеющиеся в России геологические формации, пригодные для надежного захоронения CO₂, огромны и позволяют еще в течение нескольких столетий продолжать сжигать органические топлива в современных масштабах [41].

Оценки потенциала улавливания CO₂ (табл. 10) получены автором из условия, что по экономическим соображениям улавливание CO₂ осуществляется на электростанциях электрической мощностью 100 МВт и более, а также в котельных и промышленных топливосжигающих установках тепловой мощностью 100 МВт и более [42]. Степень улавливания CO₂ принята равной 90%. Расчеты выполнены на основе статистической информации Росстата по потреблению топлива различными отраслями экономики и данных из табл. 3–5. Согласно расчетам, свыше 70% потен-

Таблица 10. Потенциал улавливания CO₂ и остающееся количество трудно улавливаемых ПГ, выбрасываемых в атмосферу

Источники выбросов	Потенциал улавливания ПГ		Выбросы ПГ в атмосферу	
	Мт CO ₂ (экв.)/год	%	Мт CO ₂ (экв.)/год	%
Сжигание топлив	653	82.0	800	60.4
В том числе:				
при добыче и переработке топлив	28	3.5	37	2.8
при производстве электро- и теплоэнергии	561	70.5	192	14.5
в промышленности	64	8.0	98	7.4
в сельском хозяйстве	0	0.0	16	1.2
на транспорте	0	0.0	247	18.6
в прочих отраслях	0	0.0	25	1.9
населением	0	0.0	185	14.0
Утечки и испарение топлив	0	0.0	216	16.3
Промышленные процессы	143	18.0	94	7.1
Сельскохозяйственные процессы	0	0.0	114	8.6
Обращение с отходами	0	0.0	100	7.6
Всего	796	100.0	1324	100.0

циала улавливания CO₂ сосредоточено в производстве электрической и тепловой энергии.

Одновременно получены оценки объемов трудноулавливаемых ПГ, выбрасываемых в атмосферу. Они представляют собой разницу между полными выбросами ПГ от сжигания топлива и их уловленной частью. Выбросы трудноулавливаемых ПГ огромны и составляют около 1324 Мт CO₂ (экв.)/год (см. табл. 10). Это существенно превышает лимиты для обеспечения углеродной нейтральности экономики. Соответственно, вклад потенциального применения технологий улавливания CO₂ в достижение углеродной нейтральности экономики страны составит 86.4% для целевого и 50.2% для компромиссного сценария.

Переход к использованию безуглеродных первичных энергоресурсов

Переход к использованию безуглеродных первичных энергоресурсов предполагает развитие атомной и возобновляемой энергетики. Масштабы их развития определяются следующими требованиями по сокращению выбросов ПГ:

- на 920 Мт CO₂ (экв.)/год в целевом сценарии;
- на 1585 Мт CO₂ (экв.)/год в компромиссном сценарии.

Для реализации целевого сценария необходимо исключить выбросы ПГ, образующиеся при производстве электрической и тепловой энергии, а также при потреблении топлива населением. В

совокупности они составляют 938.2 Мт CO₂ (экв.) в год (см. табл. 4).

Удовлетворить требованиям компромиссного сценария много сложнее. В этом сценарии необходимо практически в полном объеме исключить выбросы ПГ, связанные с производством и потреблением энергии [1667.7 Мт CO₂ (экв.)/год]. Это означает, что все энергетические потребности экономики должны удовлетворяться с использованием безуглеродных энергоносителей, главным образом электроэнергии. Для отдельных групп потребителей приемлемыми могут быть водород и централизованно поставляемая тепловая энергия. Но все они должны производиться на основе безуглеродных первичных энергоресурсов.

Расчеты выполнены при следующих предположениях:

органическое топливо замещается электроэнергией, т.е. реализуется концепция “электрического мира”;

электроэнергия производится или на АЭС, или на электростанциях на базе ВИЭ;

в качестве основных видов ВИЭ рассматриваются солнечная и ветровая энергия, поскольку неосвоенных гидроэнергетических ресурсов вблизи центров энергопотребления осталось немного, кроме того, в этих районах довольно мало высокопотенциальных геотермальных ресурсов;

среднегодовое значение коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) для АЭС составляет 0.7 (будущие АЭС должны иметь расширенный диапазон регулирования на-

Таблица 11. Оценки дополнительного спроса на электроэнергию и мощность для достижения углеродной нейтральности экономики благодаря использованию безуглеродных первичных энергоресурсов

Области замещения топлива электроэнергией от АЭС и ВИЭ	Электроэнергия, ТВт · ч	Электрическая мощность, ГВт	
		АЭС	ВИЭ
Целевой сценарий			
Производство электроэнергии на ТЭС	736	120	350
Производство тепловой энергии на ТЭС и в котельных	1360	223	651
Теплогенерирующие установки у населения	459	75	220
Всего	2555	418	1221
Компромиссный сценарий			
Производство электроэнергии на ТЭС, тепловой энергии на ТЭС, в котельных и у населения	2555	418	1211
Замещение котельно-печного топлива в прочих отраслях экономики	730	120	349
Замещение моторных топлив	205	34	99
Всего	3490	572	1669

грузки), а для электростанций на базе ВИЭ – 0.24 (зависит от качества доступных ресурсов ВИЭ);

согласование режимов производства и потребления электроэнергии обеспечивается путем применения суточных и сезонных аккумуляторов;

дополнительные потери электроэнергии в электрических сетях и аккумуляторах не учитываются (хотя они могут быть значительными).

Необходимые масштабы суточного и сезонного аккумулирования электроэнергии и соответствующие им потери энергии должны определяться исходя из оптимизации режимов работы электростанций для удовлетворения формирующихся графиков электрических нагрузок. Особенно сложным и дорогостоящим будет осуществление сезонного аккумулирования электроэнергии при больших масштабах использования ВИЭ. Развитие атомной энергетики потребует наращивания емкости суточных аккумуляторов электроэнергии или мощности пиковых электрогенерирующих установок, работающих на безуглеродных видах топлива. Дополнительные потери электроэнергии при ее транспортировании будут зависеть от будущей структуры электрической сети и объемов перетоков.

В целевом сценарии для замещения выработки электроэнергии, производимой в настоящее время на ТЭС при сжигании органических топлив (736 ТВт · ч в 2022 г.), потребуется ввести АЭС суммарной мощностью 120 ГВт или электростанции на базе ВИЭ на 350 ГВт (табл. 11). Большие дополнительные потребности в электроэнергии и электрической мощности связаны с замещением топлив, направляемых на производство тепловой

энергии на ТЭС и в котельных, а также в теплогенерирующих установках у населения. Суммарно для замещения органических топлив в целевом сценарии дополнительно потребуется 2555 ТВт · ч электрической энергии, что в 2.2 раза превышает ее современное производство в стране (1166 ТВт · ч в 2022 г.). Если эту электроэнергию производить на АЭС, то дополнительная мощность составит 419 ГВт, а если на ВИЭ – то 1221 ГВт. Это соответственно в 1.5 и 4.5 раза больше суммарной установленной электрической мощности электростанций России (270 ГВт на начало 2023 г.).

Сократить потребности в дополнительной электроэнергии и электрической мощности можно путем расширения непосредственного использования атомной энергии для целей централизованного теплоснабжения. Для обеспечения тепловой энергией крупных городов могут использоваться атомные ТЭЦ с традиционными атомными реакторами, а средних и небольших городов – атомные ТЭЦ на базе малых модульных реакторов и атомные котельные. Еще одним направлением сокращения потребностей в электроэнергии может стать применение тепловых насосов там, где это окажется экономически эффективным по климатическим условиям.

Реализация компромиссного сценария требует в дополнение к описанным мероприятиям целевого сценария заместить электроэнергией котельно-печное топливо в прочих отраслях экономики и все используемое в стране моторное топливо. Всего для реализации компромиссного сценария дополнительно потребуется 3490 ТВт · ч электрической энергии (см. табл. 11). Это в 3 раза

больше ее современного производства. Необходимая дополнительная электрическая мощность составит при использовании АЭС 572 ГВт, а ВИЭ — 1669 ГВт, что в 2.1 и 6.2 раза больше мощности имеющихся электростанций в России.

Практическая осуществимость перехода к углеродно-нейтральной экономике до 2060 г., т.е. в течение 35 лет, исключительно благодаря использованию ядерной энергии вызывает большие сомнения. Вводы АЭС при реализации рассмотренных сценариев должны составить 12–16 ГВт/год в течение всего этого периода. Кроме того, потребуются дополнительные мощности для покрытия приростов спроса на электроэнергию вследствие развития экономики (от 5 до 7 ГВт/год), а также для замещения выводимых из эксплуатации АЭС (более 20 ГВт за рассматриваемый период).

Следует отметить, что в разрабатываемой в настоящее время в США стратегии перехода к углеродно-нейтральной экономике к 2050 г. ведущая роль отводится развитию атомной энергетики. Планируется к 2050 г. увеличить суммарную мощность АЭС в стране до 300 ГВт. Интенсивные вводы АЭС могут начаться после 2033 г. и составят 13–20 ГВт/год [43]. Атомные электростанции будут возводиться на основе реакторов поколения 3+ и 4.

Для крупномасштабного развития атомной энергетики в России существенными могут оказаться ресурсные ограничения. В настоящее время доля импорта в суммарном потреблении урана отечественной атомной промышленностью (10.3 тыс. т в 2020 г.) достигает 77% [44]. Хотя Россия богата ресурсами природного урана, основная их часть имеет низкое качество (содержание урана в рудах 0.01–0.21%). Сложившийся уровень цен на уран затрудняет или делает экономически нецелесообразным их освоение. Требуется существенное усовершенствование используемых технологий добычи и переработки урановых руд, а также активизация поиска новых урановых месторождений. Экономия природного урана возможна благодаря применению реакторов-размножителей и замыканию ядерного топливного цикла, что остается сложной научно-технологической задачей.

Крупномасштабное развитие ядерной энергетики в условиях геополитической нестабильности и угрозы возникновения конфликтных ситуаций чревато резким возрастанием рисков ядерной катастрофы с крайне тяжелыми последствиями. Обеспечение живучести электроэнергетических систем с большой долей крупных АЭС представляет собой сложную задачу.

Переход к углеродно-нейтральной экономике путем использования ВИЭ оказывается еще более жестким. Нужно обеспечить вводы электрогенерирующих мощностей на базе ВИЭ с темпом

35–47 ГВт/год и соответствующим развитием электросетевого комплекса. Едва ли это реально.

Благодаря большой территории, в России имеются огромные ресурсы ВИЭ [45]. Но высокопотенциальных среди них относительно немного и находятся они вдали от центров потребления, например ресурсы ветра на побережье арктических и дальневосточных морей. В результате возникает риск прогрессирующего удорожания развития возобновляемой энергетики в России по мере увеличения ввода новых мощностей. Использование менее качественных ресурсов ВИЭ ведет к снижению КИУМ, а уход в отдаленные районы — к росту затрат на передачу электроэнергии.

Поступление солнечной и ветровой энергии имеет стохастический характер, а также суточную и сезонную неравномерность. Россия является северной страной, а чем ближе к полюсу, тем больше суточная и сезонная неравномерность прихода солнечной энергии. Зимой ее поступление приближается к нулю. Кроме того, снежный покров существенно усложняет и удорожает эксплуатацию солнечных электростанций. В зимние месяцы, когда резко возрастает спрос на электроэнергию, на территории страны на длительный срок формируется обширный Сибирский антициклон с морозной и безветренной погодой. В это время резко снижается выработка электроэнергии на ветровых электростанциях. Потому в условиях России неизбежным является:

или дублирование электрогенерирующих мощностей на ВИЭ традиционными электростанциями на органическом топливе, что непременно приведет к росту выбросов ПГ,

или крупномасштабное внедрение сезонных аккумуляторов электроэнергии (например, в виде водорода, аммиака, жидкого воздуха и др.), являющихся самыми энергозатратными и дорогими накопителями энергии.

Беспрецедентно большие вводы генерирующих, аккумулирующих и электросетевых мощностей натолкнутся на серьезные ограничения со стороны производства соответствующего отечественного оборудования и выполнения строительного-монтажных работ.

Замещение традиционных топлив безуглеродными вторичными энергоносителями (электрической энергией, водородом, аммиаком) приведет к значительным затратам на модернизацию и замену энергоиспользующих установок у потребителей. Особенно это относится к водороду и аммиаку. Кроме того, для доставки водорода или аммиака потребителям придется создавать с нуля всю необходимую транспортную инфраструктуру, весьма дорогостоящую. Она должна быть безопасной и эффективной, что трудносовместимо. Особенно это касается аммиака. Переход на электроотопление потребует реконструкции не только магистральных

и распределительных сетей, но также внутриплощадочных на предприятиях и внутридомовых.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Полученные оценки потенциального вклада различных направлений декарбонизации в достижение углеродной нейтральности экономики страны сведены в табл. 12. Из нее следует, что теоретически при переходе на использование безуглеродных первичных энергоресурсов можно решить поставленную задачу в полном объеме. Однако практическое осуществление такого перехода связано со многими трудностями, некоторые из которых обсуждались ранее. Ключевая проблема — обеспечение больших потребностей в тепловой мощности для покрытия зимнего максимума тепловой нагрузки потребителей. В России соотношение потребления централизованно поставляемой тепловой энергии и электроэнергии составляет 1.3 (5.5 и 4.1 тыс. ПДж/год в 2021 г. соответственно), а соотношение суммарной установленной мощности ТЭЦ и котельных по отпуску тепла и суммарной электрической мощности всех электростанций страны — 3.1 (823 и 270 ГВт соответственно).

Реализация остальных рассмотренных технологических направлений существенно ограничена, поэтому максимально возможный вклад каждого из них в достижение углеродной нейтральности экономики оказывается относительно небольшим (не более 30% в инерционном и 20% в целевом сценарии). Исключение составляет технология улавлива-

ния CO₂ на топливоиспользующих установках с последующим его геологическим захоронением. Даже в жестком компромиссном сценарии вклад данной технологии в декарбонизацию экономики страны может превысить 50%. При этом, что принципиально важно, сохраняется энергетика на основе органических топлив, включая угольную промышленность и угольную электрогенерацию.

Исследования показали, что переход к углеродно-нейтральной экономике должен быть комплексным с применением различных технологических решений. Приоритетным видится комбинирование следующих направлений:

энергосбережения, включая производство, преобразование, транспортирование и потребление энергии;

оснащения крупных топливосжигающих установок системами улавливания и захоронения CO₂;

замещения угля биомассой и продуктами ее переработки в небольших топливоиспользующих установках;

расширения применения безуглеродных первичных энергоресурсов — ядерной энергии и ВИЭ.

Для России особый интерес представляют технологии улавливания и захоронения CO₂, реализация которых позволит не сокращать потребление органических топлив. Более того, при необходимости оно может быть увеличено, например, для производства водорода из дешевых сибирских углей с закачкой попутно образующегося CO₂ в отработанные нефтегазовые место-

Таблица 12. Потенциальный вклад различных направлений декарбонизации в достижение углеродной нейтральности экономики страны, %

Направление декарбонизации	Сокращение выбросов ПГ, Мт CO ₂ (экв.)/год	Потенциальный вклад в декарбонизацию, %	
		целевой сценарий	компромиссный сценарий
Энергосбережение путем:			
модернизации энергетических установок и систем	114	12.4	7.2
повышения тепловой защиты зданий	106	11.5	6.7
замещения угля природным газом:			
переводом угольных ПТУ на газ	127	13.8	8.0
заменой угольных ПТУ на ПГУ на газе	143	15.5	9.0
вытеснения ископаемых топлив биомассой:			
древесной в объеме экономического потенциала	143	15.5	9.0
древесной в объеме технического потенциала	261	28.3	16.5
сельскохозяйственными отходами	2	0.2	0.1
твердыми коммунальными отходами	11	1.2	0.7
Улавливание и захоронение CO ₂	795	86.4	50.2
Переход на использование безуглеродных первичных энергоресурсов	920/1585*	100.0	100.0

* В числителе данные для целевого сценария, в знаменателе — для компромиссного.

рождения или глубинные горные породы. При определенных условиях такой водород может оказаться конкурентоспособным с другими энергоносителями [46].

Реализация концепции “электрического мира”, в которой все базовые потребности в энергии удовлетворяются путем использования электроэнергии, производимой на безуглеродной основе, гарантирует достижение углеродной нейтральности экономики. Однако такой путь с учетом технологических и экономических обстоятельств едва ли возможен в стране до 2060 г.

ВЫВОДЫ

1. Переход в России к углеродно-нейтральной экономике к 2060 г. представляется трудно реализуемым из-за наличия жестких технологических, производственных, финансовых и других ограничений. Экономически такой переход не является состоятельным. Решение о его реализации может быть только политическим.

2. В связи с огромными ожидаемыми затратами на достижение углеродной нейтральности требуется тщательное обоснование предлагаемых решений с учетом возможных экономических и социальных последствий их реализации. Необходимо определить оптимальный состав рекомендуемых технологий, объемы и сроки их введения в действие. Большая неопределенность будущих условий развития российской экономики и энергетики сильно усложняет эту задачу.

3. Важным является корректный учет специфики экономики и энергетики России, в частности большой потребности в тепловой энергии и тепловой мощности, обусловленной суровым климатом. Вследствие геополитических факторов требуются ускоренное достижение суверенитета России в ключевых технологических направлениях, включая разработку конкурентоспособных газовых турбин.

4. Важную роль в сокращении выбросов ПГ в России может сыграть атомная энергетика при условии гарантированного обеспечения безопасности ее функционирования. Целесообразно активизировать разработки ядерных реакторов малой мощности с повышенной безопасностью для применения в системах централизованного теплоснабжения.

5. Особый интерес для России представляет крупномасштабное применение технологий улавливания и захоронения CO₂, которое позволит обеспечить декарбонизацию экономики страны при сохранении использования органических топлив в больших масштабах.

6. Необходимостью станет развитие возобновляемой энергетики. Но для условий России это направление потребует очень больших затрат из-

за относительно низкого качества имеющихся ресурсов ВИЭ вблизи центров энергопотребления. С этим связана большая потребность в дорогостоящих суточных и особенно сезонных аккумуляторах энергии, а также в пиковых энергоисточниках, работающих на безуглеродных топливах.

7. Решать задачу сокращения глобальных выбросов ПГ необходимо оптимальным образом с учетом особенностей экономики и энергетики конкретных стран.

8. Ожидаемое продолжение изменения климата и сомнения в возможности их нивелирования мировым сообществом делают актуальной задачу адаптации экономики к прогнозируемым негативным последствиям этих изменений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Climate** Change 2021: The Physical Science Basis // Proc. of the Working Group I Contribution to the Sixth Assessment Report. IPCC, 26 July–06 Aug., 2021.
2. **Paris Agreement**. United Nations, N. Y., 2015.
3. **World Energy Outlook: 2022**. International Energy Agency, 2022.
4. **An astronomically** dated record of Earth's climate and its predictability over the last 66 million years / T. Westerhold, N. Marwan, A.J. Drury, D. Liebrand, C. Agnini, E. Anagnostou, J.S.K. Barnet, S.M. Bohaty, D. De Vleeschouwer, F. Florindo, T. Frederichs, D.A. Hodell, A.E. Holbourn, D. Kroon, V. Lauretano et al. // *Science*. 2020. V. 369. Is. 6509. P. 1383–1387.
<https://doi.org/10.1126/science.aba6853>
5. **A 40-million** year history of atmospheric CO₂ / Y.G. Zhang, M. Pagani, Z. Lui, S.M. Bohaty, R. DeConto // *Philos. Trans. R. Soc.*, A. 28 Oct. 2013.
<https://doi.org/10.1098/rsta.2013.0096>
6. **Guterres A.** Secretary-General's opening remarks to journalists at a press conference on Climate. UN, Speeches, 15 June 2023.
7. **Policy** and management of carbon peaking and carbon neutrality: A literature review / Yi-Ming Wei, Kaiyuan Chen, Jia-Ning Kang, Weiming Chen, Xiang-Yu Wang, Xiaoye Zhang // *Eng.* 2022. V. 14. P. 52–63.
<https://doi.org/10.1016/j.eng.2021.12.018>
8. **Zhang S., Chen W.** China's energy transition pathway in a carbon neutral vision // *Eng.* 2022. V. 14. P. 64–76.
<https://doi.org/10.1016/j.eng.2021.09.004>
9. **Клименко В.В., Клименко А.В., Терешин А.Г.** На пути к климатической нейтральности: выстоит ли русский лес против энергетики? // *Теплоэнергетика*. 2024. № 1. С. 5–20.
<https://doi.org/10.56304/S0040363624010053>
10. **Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector**. International Energy Agency, 2021.
11. **Russian Federation**. 2021 National Inventory Report (NIR). <https://unfccc.int/documents/273477>
12. **Национальный доклад о Кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990–2021 гг.** М.: Росгидромет, 2022. Ч. 1–2.

13. **Стратегия** социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года. Утв. распоряжением Правительства РФ от 29.10.2021. № 3052-р.
14. **Филиппов С.П., Малахов В.А., Веселов Ф.В.** Долгосрочное прогнозирование спроса на энергию на основе системного анализа // Теплоэнергетика. 2021. № 12. С. 5–19. <https://doi.org/10.1134/S0040363621120043>
15. **Energy Efficiency 2021.** International Energy Agency, 2021.
16. **Key World Energy Statistics 2021.** International Energy Agency, 2021.
17. **Что нужно сделать для реализации Энергетической стратегии страны / О.Н. Фаворский, В.М. Батенин, В.М. Маслеников, В.В. Кудрявый, С.П. Филиппов //** Вестник РАН. 2016. Т. 86. № 10. С. 867–872. <https://doi.org/10.7868/S0869587316100078>
18. **Фаворский О.Н., Филиппов С.П., Полищук В.Л.** Актуальные проблемы обеспечения энергетики страны конкурентоспособным оборудованием // Вестник РАН. 2017. Т. 87. № 8. С. 679–688. <https://doi.org/10.7868/S0869587317080011>
19. **ГТД-110.** [Электрон. ресурс.] ПАО “ОДК Сатурн”. Офиц. сайт: <http://www.pro-saturn.ru/?sat=70> (Дата обращения 12.12.2022 г.).
20. **Газовые турбины** средней и большой мощности. ПАО “Силовые машины”, 2023. <https://power-m.ru/customers/thermal-power/gas-turbines/>
21. **Ольховский Г.Г.** Наиболее мощные энергетические ГТУ (обзор) // Теплоэнергетика. 2021. № 6. С. 87–93. <https://doi.org/10.1134/S0040363621060060>
22. **Филиппов С.П., Дильман М.Д.** ТЭЦ в России: необходимость технологического обновления // Теплоэнергетика. 2018. № 11. С. 5–22. <https://doi.org/10.1134/S0040363618110024>
23. **Годовой отчет-2022.** ПАО “Газпром”, 2023.
24. **Справочник “Газпром в цифрах 2016–2020”.** ПАО “Газпром”, 2021. gazprom-in-figures-2016-2020-ru.pdf
25. **Ляпичев Д.М., Михеев С.С., Щуровский В.А.** Техно-технологические особенности реконструкции компрессорных станций в современных условиях // Газотурбинные технологии. 2022. № 6. С. 14–19.
26. **Энерготехнологические** показатели эксплуатации компрессорных цехов и агрегатов / Д.М. Ляпичев, А.В. Семушкин, В.А. Щуровский, С.Ю. Дмитриева // Турбины и дизели. 2022. № 1 (январь–февраль). С. 18–22.
27. **Кляйрок И.Ю., Гилев К.О., Юн В.К.** Состояние и перспективы развития газотурбинных технологий Невского завода // Сб. докл. LXIX науч.-техн. сессии по проблемам газовых турбин “Научно-технические проблемы полной локализации производства и технического обслуживания стационарных газотурбинных установок в РФ”. Санкт-Петербург, 20–21 сентября 2022 г. С. 7–12.
28. **Иноземцев А.А.** Опыт и перспективы АО “ОДК-Авиадвигатель” в создании и эксплуатации авиапроизводных промышленных газотурбинных установок // Сб. докл. LXIX науч.-техн. сессии по проблемам газовых турбин “Научно-технические проблемы полной локализации производства и технического обслуживания стационарных газотурбинных установок в РФ”. Санкт-Петербург, 20–21 сентября 2022 г. С. 13–22.
29. **Филиппов С.П., Дильман М.Д., Ионов М.С.** Оптимальные уровни тепловой защиты жилых зданий для климатических условий России // Теплоэнергетика. 2013. № 11. С. 70–80. <https://doi.org/10.1134/S0040363613110040>
30. **Методика** расчета норм потребления газа населением при отсутствии приборов учета газа. Утв. приказом М-ва регионального развития РФ от 13.07. 2006 № 83. <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293850/4293850106.htm?ysclid=ljtrrcv6ec553500476> (Дата обращения 07.07.2023)
31. **Биоэнергетика России в XXI веке.** М.: Российское энергетическое агентство, 2012. <https://www.info-bio.ru/sites/default/files/bioenergy.pdf>
32. **Охрана** окружающей среды в России. 2022: Стат. сб. М.: Росстат, 2022.
33. **Национальный атлас России. Т. 2. Растительность: Лесные ресурсы.** <https://nationalatlas.ru/tom2/345.html>
34. **Национальный атлас России. Т. 2. Растительность: Продуктивность лесобразующих пород.** <https://nationalatlas.ru/tom2/344.html>
35. **О состоянии** и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2021 году: Гос. докл. М.: Мин-природы России; МГУ им. М.В. Ломоносова, 2022.
36. **Национальный атлас России. Т. 2. Растительность: Использование лесных ресурсов.** <https://nationalatlas.ru/tom2/346.html>
37. **Паспорт** отраслевой программы “Применение вторичных ресурсов и вторичного сырья из отходов в сфере сельского хозяйства на 2022–2030 годы”. Утв. зам. Председателя Правительства РФ. 29.12.2022 № 16133п-П11. <https://news.solidwaste.ru/wp-content/uploads/2023/01/Vtorsyre-selhozothody.pdf?ysclid=ljl9vad5sc6326052>
38. **Waste incineration and the environment / ed. by R.E. Hester and R.M. Harrison / Manchester, Great Britain, Royal Society of Chemistry, 1994.**
39. **Экспериментальное** определение выбросов сажи и ПАУ котельными и домовыми печами / С.П. Филиппов, П.П. Павлов, А.В. Кейко, А.Г. Горшков, Л.А. Бельх // Изв. РАН. Энергетика. 2000. № 3. С. 108–118.
40. **Производство, сушка и грануляция** альтернативных топлив из отходов (RDF/SRF). Компания АРК: Оборудование для переработки промышленных и бытовых отходов. <https://a-r-c.ru/rdf-2/>
41. **Филиппов С.П., Жданев О.В.** Возможности использования технологий улавливания и захоронения диоксида углерода при декарбонизации мировой экономики (обзор) // Теплоэнергетика. 2022. № 9. С. 5–21. <https://doi.org/10.1134/S0040363622090016>
42. **Филиппов С.П.** Экономические характеристики технологий улавливания и захоронения диоксида углерода (обзор) // Теплоэнергетика. 2022. № 10. С. 17–31. <https://doi.org/10.1134/S0040601522100020>
43. **Pathways to Commercial Liftoff: Advanced Nuclear.** US DOE, March 2023. <https://liftoff.energy.gov/wp-content/uploads/2023/05/20230320-Liftoff-Advanced-Nuclear-vPUB-0329-Update.pdf>

44. **О состоянии** и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2020 году: Гос. докл. М.: М-во природных ресурсов и экологии РФ; Роснедра. 22.12.2021.
45. **Справочник** по ресурсам возобновляемых источников энергии России и местным видам топлива (показатель по территориям) / под ред. П.П. Безруких. М.: ИАЦ “Энергия”, 2007.
46. **Филиппов С.П., Кейко А.В.** Газификация угля: на перепутье. Экономический взгляд // Теплоэнергетика. 2021. № 5. С. 16–31.
<https://doi.org/10.1134/S0040601521050049>

Transition to a Carbon Neutral Economy: Opportunities and Limitations, Current Challenges

S. P. Filippov*

Energy Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, 117186 Russia

**e-mail: fil_sp@mail.ru*

Abstract—Climate policy is gradually becoming dominant in the world and is beginning to decisively determine the long-term prospects for the development of the global economy and energy. The problem of curbing the rise in global temperature is global; therefore, reducing greenhouse gas emissions as a result of anthropogenic activities must be carried out in the most acceptable way for the global economy and energy sector. The optimal paths for countries around the world to transition to a carbon-neutral economy will vary significantly since they have different economic structures and endowments of energy resources. The article discusses the following technological directions of decarbonization of the economy: intensification of energy conservation, including production, transformation, transportation, and consumption of energy; changing the fuel structure in favor of low-carbon fuels by replacing coal with natural gas; replacing fossil fuels with carbon-neutral biomass; CO₂ capture in energy and industrial installations with its subsequent transportation and disposal; expanding the use of nuclear energy; and transition to the use of carbon-free renewable energy resources. For each of these areas, the potential for their contribution to achieving carbon neutrality in the economy and the existing restrictions on their implementation are identified. The research was carried out in relation to the economy and energy sector of Russia, which is one of the largest consumers and exporters of fossil organic fuels in the world. It is shown that the transition to a carbon-neutral economy must be complex and carried out through a combination of various technological solutions. The implementation of the “electric world” concept in the country, in which all basic energy needs will be met by using electricity produced on a carbon-free basis, until 2060 is hardly possible for technological and economic reasons, so the use of fossil organic fuels during this period will remain inevitable. At the same time, the issue of organizing the capture and disposal of CO₂ must be resolved.

Keywords: decarbonization, carbon neutrality, greenhouse gases, carbon dioxide, carbon dioxide capture and storage, energy, carbon neutral economy