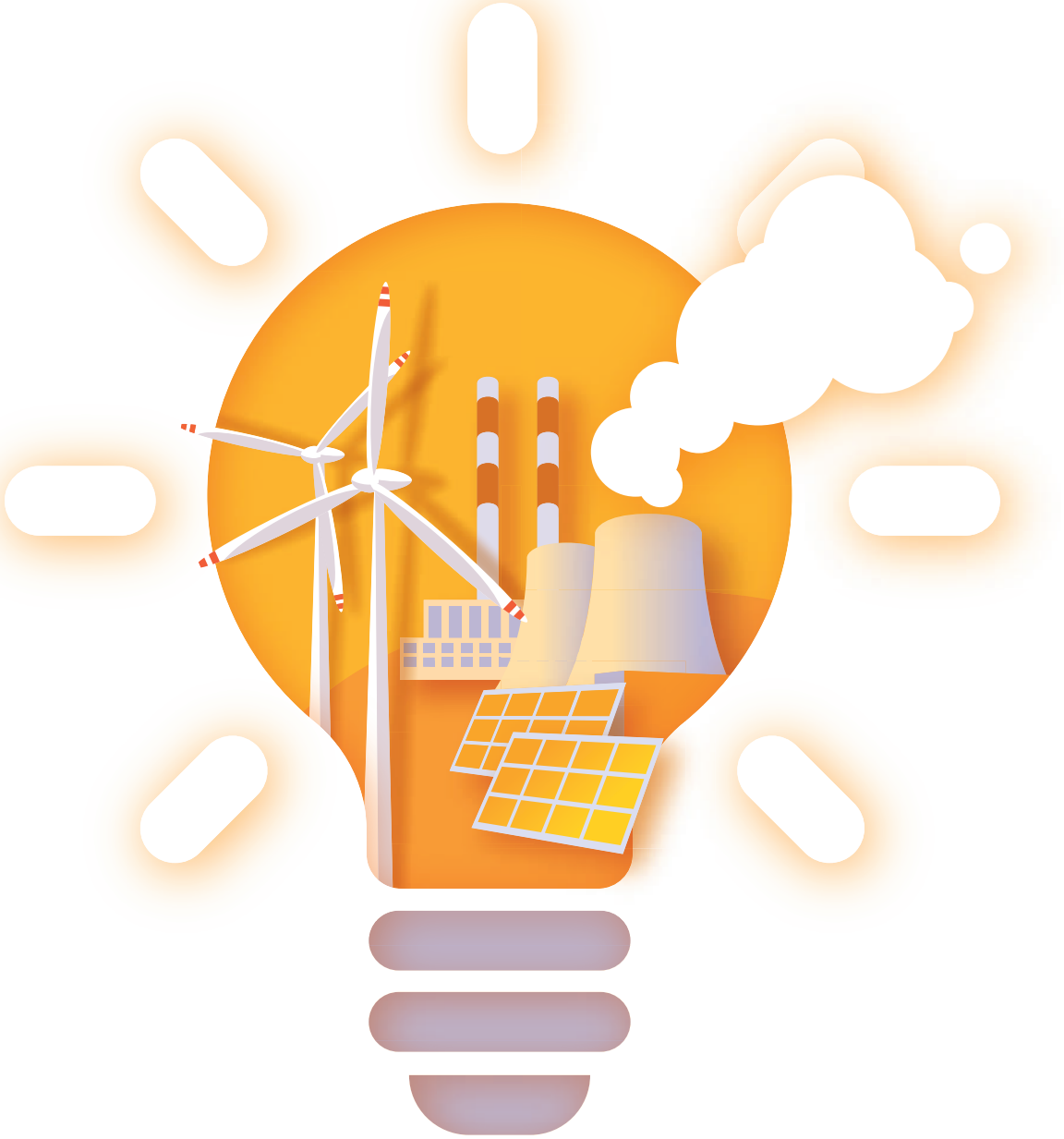
ПСБ

ВЭБ | ИНСТИТУТ ИССЛЕДОВАНИЙ И ЭКСПЕРТИЗЫ



Аналитический бюллетень
«Актуальное в ESG-повестке»

ЭНЕРГЕТИКА И УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ: КАК НАЙТИ ЗОЛОТУЮ СЕРЕДИНУ

Аналитический бюллетень
«Актуальное в ESG-повестке»

ЭНЕРГЕТИКА И УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ: КАК НАЙТИ ЗОЛОТУЮ СЕРЕДИНУ

Институт ВЭБ и ПСБ выражают признательность за предоставление информации для подготовки бюллетеня Министерству энергетики Российской Федерации, АО «Концерн Росэнергоатом», АО «НоваВинд», ПАО «РусГидро». При работе над бюллетенем также была использована публично доступная информация из открытых источников. Выводы, оценки и прогнозы, если не указано иное, являются видением авторского коллектива, а не официальной позицией каких-либо органов власти или организаций и актуальны по состоянию на дату публикации.

Материал подготовлен под общей редакцией Кузьминой Е.В., вице-президента – начальника Управления устойчивого развития ПАО «Промсвязьбанк», и Клепача А.Н., главного экономиста ВЭБ.РФ

Авторский коллектив: Александрова Н.В., Голышева А.В., Кашина А.В., Кузьмина Е.В., Окорочкова А.А., Семенцов С.П., Тиньков Н.Г.

СЕНТЯБРЬ 2024 год

Уважаемые коллеги!

Институтом ВЭБ совместно с Промсвязьбанком подготовлен очередной бюллетень из серии «Актуальное в ESG-повестке», посвященный перспективам развития электроэнергетики в контексте решения глобальных и национальных социально-экономических, экологических и климатических задач. В ходе работы над бюллетенем мы поставили задачу найти ответ на вопрос, какой должна быть энергетика будущего. Как сделать так, чтобы энергетическая отрасль с одной стороны удовлетворяла растущие потребности экономики и населения, а с другой не создавала чрезмерную нагрузку на окружающую среду и климат.

Обеспеченность электроэнергией во многом определяет экономические возможности и качество жизни в любой стране мира. В Китае в 1990-2023 гг. бурный экономический рост потребовал увеличения выработки электроэнергии в 15 раз. В значительной степени рост происходил за счет традиционной угольной генерации, что привело к обострению экологических и климатических проблем.

В России в последнее время рост потребления электроэнергии в основном происходит в Сибири и на Дальнем Востоке. Как было отмечено на Восточном экономическом форуме, некоторые районы, населенные пункты и крупные дальневосточные инвесторы сталкиваются с нехваткой электроэнергии уже сейчас. Они вынуждены ждать ввода новых станций, из-за чего сдерживаются строительство, промышленные и инфраструктурные проекты. В этой связи Правительству Российской Федерации уже поручено разработать долгосрочную программу развития энергетических мощностей на Дальнем Востоке.

Для того, чтобы избежать проблемы энергодефицита в будущем, думать об этом нужно уже сегодня. В соответствии с прогнозом Института ВЭБ, к 2050 году производство электроэнергии в нашей стране вырастет на 22% к уровню 2023 года в базовом сценарии, на 41% – в оптимистичном. При этом оптимистичный сценарий предполагает, что суммарная генерация АЭС, ГЭС и ВИЭ будет обеспечивать более 50% от общего объема электрогенерации. Это также откроет перед Россией новые возможности по поставкам на мировой рынок уникальных востребованных за рубежом технологий в области гидро- и атомной энергетики, где мы уже сейчас занимаем лидирующие позиции.

Глядя в будущее российской энергетики, нельзя не учитывать потенциал тепловой генерации, которая составляет ее основу. ВЭБ.РФ уже сегодня работает по данному направлению, финансируя на системной основе проекты по модернизации ТЭС. Так, в июне 2024 года в рамках Петербургского экономического форума было подписано соглашение о сотрудничестве ВЭБ.РФ с ПАО «РусГидро». Соглашение предусматривает финансирование проектов строительства и модернизации шести ТЭС на Дальнем Востоке с использованием механизма «Фабрика проектного финансирования».

Как показал проведенный в ходе подготовки бюллетеня анализ, идеального вида энергии не существует. У каждой генерации есть свои сильные и слабые стороны по таким показателям как себестоимость выработки энергии, экологическая и углеродная эффективность, риски техногенных катастроф. Это значит, что для построения устойчивой энергетической системы, нам необходимо придерживаться принципа сбалансированного развития всех видов генерации – как основанных на использовании ископаемого топлива, которым так богата наша страна, так и возобновляемой и низкоуглеродной энергетики. Это позволит реализовать имеющиеся у России конкурентные преимущества и выйти на новые перспективные рынки.

Клепач А.Н.,
главный экономист ВЭБ.РФ

Уважаемые коллеги!

Энергетика играет ключевую роль в функционировании современного общества и поддержании экономического роста, обеспечивая основу для деятельности отраслей промышленности, транспорта, сферы услуг. В мире наблюдается стремительный рост потребления энергии, что требует увеличения производственных мощностей и энергоэффективности. При этом производство электроэнергии является крупнейшим источником выбросов парниковых газов. Так, актуальность вопроса доступности энергоресурсов в сочетании с минимизацией негативного воздействия на окружающую среду продолжает нарастать.

Российский энергетический сектор, так же как и мировой, претерпевает трансформацию. Это обусловлено в том числе стремлением России к реализации климатических целей, включая достижение углеродной нейтральности к 2060 году при устойчивом росте экономики. Последние тенденции в российском энергетическом секторе свидетельствуют о повышении внимания к возобновляемым источникам энергии, однако ископаемые виды топлива, особенно природный газ, по-прежнему преобладают в структуре энергопотребления. Кроме того, развитие «зеленой» энергетики способствует обеспечению технологического суверенитета.

ПАО «Промсвязьбанк» как системно значимая кредитная организация активно финансирует проекты, соответствующие принципам устойчивого развития. По состоянию на конец 2023 года проекты в области низкоуглеродной энергетики составляли наибольшую долю гражданского портфеля устойчивого развития банка. Кроме того, ПСБ участвует в размещении «зеленых» облигаций, средства от выпуска которых направляются на финансирование проектов по строительству объектов генерации электроэнергии. Подробнее о примерах таких проектов вы можете узнать в нашем бюллетене.

Уверена, что наше совместное с Институтом ВЭБ исследование поможет привлечь внимание заинтересованных сторон к проблемам и возможностям в области управления энергетическими ресурсами и энергоперехода, осветить международный опыт и корпоративные практики финансирования энергетических проектов.

Кузьмина Е.В.,
вице-президент – начальник Управления устойчивого развития ПАО «Промсвязьбанк»

Оглавление

Введение 7

1. Современная электроэнергетика: цифры и факты
1.1. Сколько энергии нужно современному миру 8
1.2. Какие источники электроэнергии в приоритете в разных частях мира 13

2. Электроэнергетика: экология, климат, доступность и безопасность
2.1. Воздействие электроэнергетики на окружающую среду и качество жизни 24
2.2. Технологии энергетики будущего 39

3. Инвестиции в развитие электроэнергетики
3.1. Направления финансовых потоков и четвертый энергопереход 45
3.2. Механизмы поддержки «зеленой» энергетики 49

4. Электроэнергетика России: сегодня и завтра
4.1. Государственная политика в сфере электроэнергетики 58
4.2. Механизмы, стимулирующие развитие российской электроэнергетики 67
4.3. Перспективные направления развития российского электроэнергетического комплекса 75

Выводы 86

Введение

АНО «Институт ВЭБ» и ПАО «Промсвязьбанк» представляют вашему вниманию очередной бюллетень из цикла «Актуальное в ESG-повестке», посвященный перспективам развития электроэнергетики в контексте достижения Целей устойчивого развития, реализации климатической политики, решения экологических и социальных проблем, которые стоят перед современным обществом.

В нашем исследовании мы в основном фокусируемся на вопросах производства электроэнергии, которая имеет ряд неоспоримых преимуществ. Она дает минимальное количество вредных выбросов при ее непосредственном использовании, что позволяет улучшать качества воздуха в городах. Выработка электроэнергии на ТЭС и АЭС позволяет одновременно производить тепловую энергию для нужд отопления и горячего водоснабжения. Электроэнергия, произведенная из возобновляемых и низкоуглеродных источников, имеет огромный потенциал в области снижения выбросов парниковых газов. Она имеет международно признанный «зеленый» статус и включена в качестве отдельного направления как в российскую, так и в ведущие зарубежные зеленые таксономии.

Обеспеченность электроэнергией во многом определяет экономические возможности и качество жизни в разных странах мира. Для устойчивого развития всем без исключения странам необходимо сделать так, чтобы их энергосистемы работали стабильно и надежно, а энергоресурсы были доступны по цене. Но при этом рост потребления электроэнергии не должен приводить к обострению экологических и климатических проблем, создающих риски для здоровья и безопасности людей.

В своем исследовании Институт ВЭБ и ПСБ ставят вопросы о том, что нужно сделать для достижения баланса между обеспечением энергетической безопасности, углеродной нейтральностью и быстрым социально-экономическим развитием. Есть ли какие-то разумные решения, которые позволят совместить рост потребления энергии и сохранение жизни на Земле? Какие технологические решения должны стать основой для развития энергосистем? Как этот вопрос решается в странах БРИКС, ОЭСР, странах Азии и Африки? Каким образом будет развиваться энергетическая система в России?

Для того чтобы ответить на эти вопросы, в рамках исследования были проанализированы следующие проблемные зоны, связанные с генерацией электроэнергии:

- подходы разных стран к развитию энергетического комплекса с учетом имеющихся у них природно-климатических, демографических, интеллектуальных и технологических ресурсов, а также в зависимости от уровня их социально-экономического развития, места в глобальном разделении труда и понимания геополитического контекста;
- преимущества и недостатки разных технологий производства электроэнергии в контексте экологического и климатического воздействия, возникающего в процессе ее генерации, а также необходимости обеспечения экономической доступности энергоресурсов и безопасности для населения;
- наиболее перспективные технологии, позволяющие снижать негативное воздействие тех или иных видов электрогенерации и повышающие их конкурентные преимущества;
- объемы инвестиций, направляемые на развитие разных видов электрогенерации, и механизмы, позволяющие перенаправлять эти инвестиции в выгодную тем или иным странам сторону;
- стратегические приоритеты развития российской электроэнергетики и механизмы господдержки, применяемые в Российской Федерации;
- практические решения и примеры проектов, реализуемых российскими энергетическими компаниями, а также прогнозы дальнейшего развития отрасли.

1. Современная электроэнергетика: цифры и факты

1.1. Сколько энергии нужно современному миру

Вся история человечества неразрывно связана с использованием комбинации различных видов энергии: возобновляемой энергии ветра, воды и солнца, а также энергии, получаемой при сгорании углеводородов. Пропорции между этими видами энергии постоянно менялись, но общий уровень энергопотребления оставался примерно одинаковым вплоть до начала XX века, после чего наступил стремительный рост.

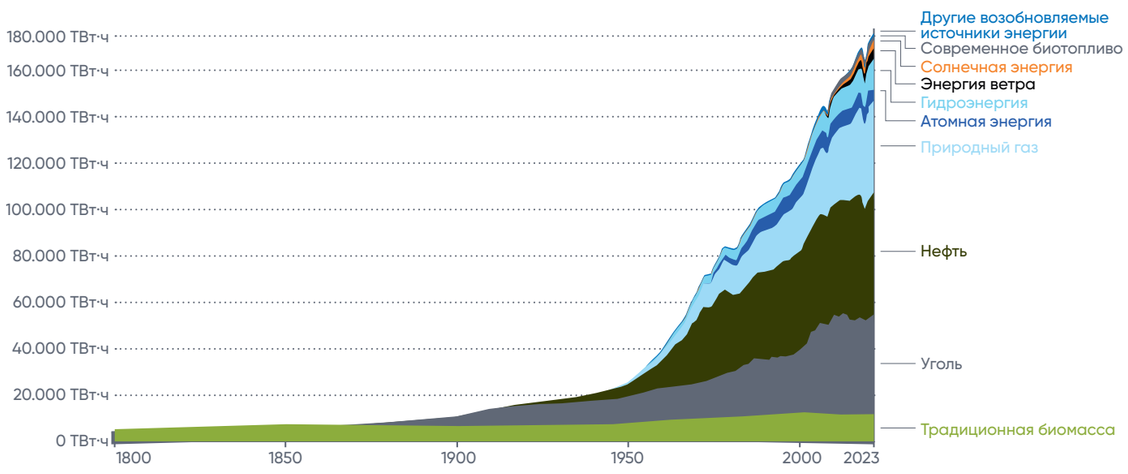
Одной из первых люди освоили энергию ветра – парусные корабли были известны уже в Древнем Египте. С появлением в Древнем Риме первых водяных мельниц на службу людям была поставлена энергия рек. Научившись добывать огонь, люди стали использовать энергию сгорания углерода для обогрева жилищ, выплавки металлов и других целей.

До середины XIX века человечество получало энергию главным образом за счет сжигания древесины, включая древесный уголь и отходы сельского хозяйства. Использовали этот вид топлива достаточно варварски. Обезлесел когда-то покрытый прекрасными лесами Кипр. Большую часть своих лесов потеряла Европа.

Резкий поворот произошел на рубеже XX века с началом промышленной революции, когда около половины энергии стало производиться из угля. По сравнению с традиционным биотопливом уголь оказался намного эффективнее. Так, при сжигании килограмма каменного угля выделяется в 2,5 раза больше энергии, чем при сжигании дров. Энергии стало производиться намного больше, однако появились и побочные эффекты – резкий рост загрязнения воздуха и воды, смог в городах. Это привело к росту смертности от болезней легких и к тому, о чем 200 лет назад даже не задумывались – росту эмиссии парниковых газов.

В начале XX века в энергетике и промышленности произошла очередная революция, связанная с использованием в качестве энергоносителя нефти.

Рис. 1. Глобальное потребление первичной энергии в 1800-2023 гг. с разбивкой по источникам (ТВт·ч)[1]



Источник данных: Our World in Data (по данным Статистического обзора мировой энергетики 2024)

Ее теплотворная способность в полтора раза выше, чем у каменного угля. Нефть удобно транспортировать. Она достаточно легко делится на фракции. При сгорании нефти не образуется зола и пыль – зато в воздухе появляется гораздо больше других, зачастую еще более опасных веществ.

С середины XX века человечество начинает осваивать новые виды энергии. Прежде всего природный газ, в том числе в форме сжатого (компримированного) и сжиженного газа. Этот вид топлива гораздо более чистый со всех точек зрения, в том числе с точки зрения эмиссии парниковых газов. Чуть позже начинают развиваться и получать все большее распространение гидроэнергетика, ядерная энергетика, энергия ветра и солнца. При этом нефть, уголь и природный газ продолжают доминировать. По последним данным, их доли в общемировом потреблении первичной энергии составляют 30%, 25% и 22%, соответственно.

[1] Потребление первичной энергии рассчитано методом замещения, при котором энергия из неископаемых источников рассчитываются таким образом, как если бы такое же количество энергии было произведено из эталонного ископаемого топлива, с учетом потерь эффективности, связанных с преобразованием ископаемого топлива.

За последние 120 лет среднедушевое потребление энергии возросло почти втрое. Уже к 2019 году оно достигло 160 тыс. ТВт·ч, что в 13 раз больше, чем в начале XX века. При этом за тот же период времени население планеты увеличилось примерно в 5 раз (с 1,6 до 7,7 млрд чел.). В XX веке рост потребления энергии происходил в основном в Европе и Северной Америке. В XXI веке эти процессы стали стремительно нарастать в Азии и на Ближнем Востоке. Сегодня на очереди страны Африки, где скачок энергопотребления можно ожидать в ближайшее время. Это ставит перед человечеством много сложных вопросов, ответы на которые еще только предстоит найти.

Очевидно, что потребление энергии в мире будет только расти. Вне зависимости от того, что является источником энергии, для обеспечения роста ее производства нам потребуется все больше и больше ресурсов. Есть ли они? Выдержит ли наш хрупкий мир, если все люди станут потреблять столько же энергии, сколько жители стран «золотого миллиарда»? Есть ли у нас какие-то разумные решения, которые позволят сохранить баланс между ростом потребления энергии и сохранением жизни на Земле?

Из всего объема первичной энергии, которая производится сегодня в мире, на выработку электроэнергии уходит только ее пятая часть, хотя этот показатель постепенно растет – с 12,75% в 1985 году до 19,25% в 2023 году[2]. При этом именно электроэнергия по праву считается одним из наиболее удобных и эффективных видов энергии, обеспеченность которой во многом определяет экономические возможности стран, их уровень развития и качества жизни.

Эти и другие факторы приводят к тому, что электроэнергия уже сегодня успешно вытесняет другие виды энергии, способствуя декарбонизации смежных секторов экономики. Это прежде всего связано с электрификацией автотранспорта и постепенным отказом от автомобилей с двигателями внутреннего сгорания. Так, в 2023 году в мире было зарегистрировано почти 14 млн новых электромобилей, а их общее количество достигло 40 млн. Почти каждый пятый из проданных в 2023 году автомобилей был электрическим. Как отмечается в отчете Международного энергетического агентства Global EV Outlook 2024[3], интенсивное развитие электротранспорта позволит к 2035 году сократить потребление нефти на более чем 10 млн барр./сут., что эквивалентно сегодняшнему спросу на нефть всего автотранспорта США.

Одновременно с этим тенденция к росту потребления электроэнергии наблюдается в промышленности, в том числе за счет автоматизации многих процессов и снижения доли ручного труда. Спрос на электроэнергию также возрастет со стороны населения, все более активно использующего электроприборы и технологии «умного дома». Еще один фактор, заставляющий производить все больше и больше электроэнергии, – это цифровизация экономики.

1.1.1. Потребление электроэнергии: разрыв между богатыми и бедными

Современному миру нужно все больше и больше энергии. Только с 1990 года глобальный объем производства электроэнергии увеличилось в 2,5 раза, но динамика этого процесса в разных странах была крайне неравномерной. Так, в 1990-2023 гг. Китай увеличил выработку электроэнергии в 15 раз, Индия – в 7 раз, в США выработка возросла на 30%, в Японии – на 15%, в Великобритании и Германии, напротив, сократилась примерно на 7%.

Международным энергетическим агентством прогнозируется, что рост спроса на электроэнергию в 2024 и 2025 гг. будет одним из самых высоких за последние два десятилетия и составит около 4% по сравнению с 2,5% в 2023 году. Ожидается, что спрос в Индии вырастет на 8%, что обусловлено высокой экономической активностью и мощными волнами тепла. Рост спроса в Китае в результате активной деятельности в сфере услуг и промышленных секторах может составить более 6%. В США на фоне устойчивого экономического роста, растущего спроса на охлаждение и расширяющегося сектора центров обработки данных восстановление спроса на электроэнергию ожидается на уровне 3%. В ЕС оно будет идти более скромными темпами и составит порядка 1,7%[4].

Если в среднем по миру уровень потребления электроэнергии на душу населения оценивается в 3 664 кВт·ч, то в США он достиг 12 497 кВт·ч, а на африканском континенте составляет только 618 кВт·ч. Несложные расчеты позволяют сделать вывод о том, что если бы все жители Земли потребляли столько же электроэнергии сколько средний американец, ее бы потребовалось почти в 4 раза больше, чем мы сейчас производим.

[2] https://ourworldindata.org/grapher/electricity-as-a-share-of-primary-energy?tab=chart
[3] https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2024/trends-in-electric-cars
[4] https://iea.blob.core.windows.net/assets/234d0d22-6f5b-4dc4-9f08-2485f0c5ec24/ElectricityMid-YearUpdate_July2024.pdf

Табл. 1. Производство электроэнергии в 2023 году [5]

	Общее производство (ТВт·ч)	Рост общего производства с 1990 г. (%)	Потребление на душу населения (кВт·ч)
Мир	29 479	+141,2	3 664
Азия[6]	16 217*	+471,2*	3 435*
Африка	881*	+176,2*	618*
Европа[7]	4 732*	+10,7*	6 353*
Северная Америка[8]	5 432*	+40,1*	9 049*
Южная Америка	1 245*	+178,5*	2 851*
ЕС-27	2 777*	+19,6*	6 208*
По отдельным странам			
Бразилия	713	+219,7	3 295
Индия	1 968	+583,3	1 377
Китай	9 460	+1 423,3	6 635
Россия	1 151	+6,9	8 152
Саудовская Аравия	402*	+402,5*	11 030*
США	4 249	+31,4	12 497
ЮАР	228	+36,5	3 780
Конго	4*	+1 279**	670*

** Доступные данные за 2022 год*
*** Рост с 0,29 ТВт·ч в 2000 г. до 4 ТВт·ч в 2022 г.*
Источник данных: Our World in Data (по данным Статистического обзора мировой энергетики 2024)

Электроэнергетика развивается наиболее быстрыми темпами в Азии, особенно в Китае. Так, с 1990 года объем потребления электроэнергии на азиатском континенте вырос почти в шесть раз. При этом по потреблению энергии на душу населения большинство азиатских стран, например, Индия, все еще существенно отстают от развитых стран мира, но реализуют планы по преодолению этого разрыва.

Ситуация в странах Европы диаметрально противоположна. Здесь мы видим достаточно высокие показатели потребления энергии на душу населения. При этом в большинстве европейских стран рост производства электроэнергии замедлился или даже обратился вспять. Это объясняется комплексом причин. С одной стороны, повышением энергоэффективности экономик этих стран, с другой – выведением энергоемких производств в развивающиеся страны, сокращением промышленности и снижением собственной производственной активности.

Наиболее высокий уровень потребления электроэнергии на душу населения наблюдается в развитых странах Северной Америки, а также в богатых энергетическими ресурсами странах Ближнего Востока. При этом в США и особенно в Канаде прослеживается довольно четкая тенденция к замедлению роста энергопотребления, на Ближнем Востоке он только выходит на плато, а в некоторых странах, например, в ОАЭ, все еще активно растет. Основное увеличение энергопотребления происходит за счет домохозяйств, расходующих все больше энергии на кондиционирование, опреснение воды, системы «умного дома», коммунальные услуги.

В России потребление электроэнергии на душу населения выше, чем в среднем в ЕС и Китае, но ниже, чем в США и Канаде. После стремительного падения в конце прошлого века (с 1082 ТВт·ч в 1990 году до 827 ТВт·ч в 1998 году) объем производства электроэнергии в России постепенно восстанавливались и в 2023 году составили 1151 ТВт·ч. Таким образом, с 1998 по 2023 гг. уровень производства электроэнергии в России вырос в 1,5 раза.

На африканском континенте показатели производства электроэнергии по-прежнему невысоки. В некоторых странах, таких как Сомали и Нигер, ее потребление составляет менее 100 кВт·ч на человека в год. Это говорит о наличии проблемы

[5] https://ourworldindata.org/energy-production-consumption
[6] Без учета Российской Федерации
[7] Включая Российскую Федерацию
[8] Включая США, Канаду, Мексику и страны Панамского перешейка

энергетической бедности, причем в самой острой форме. На ее решение направлена одна из 17 Целей устойчивого развития – ЦУР 7 по обеспечению всеобщего доступа к недорогой, надежной, устойчивой и современной энергии. При этом в последнее время в некоторых африканских странах наметился рост потребления электроэнергии, что позволяет предполагать его возможное ускорение в самое ближайшее время.

1.1.2. Энергетическая бедность: ЦУР 7

Согласно данным доклада Генерального секретаря ООН[9], в 2021 году доступа к электроэнергии по-прежнему не имели 675 млн человек, в основном проживающих в наименее развитых странах Африки к югу от Сахары. Древесину и другие небезопасные и загрязняющие окружающую среду виды топлива для приготовления пищи использовали 2,3 млрд человек.

Как отмечается в докладе, прогресс в достижении ЦУР 7 все еще недостаточен. Так, с 2015 года доля населения мира, имеющего доступ к электроэнергии, увеличилась с 87% до 91%. Доля населения, имеющего доступ к чистым видам топлива и технологиям для приготовления пищи, выросла с 64% до 71%. Однако, если нынешние темпы движения к достижению ЦУР 7 сохранятся, к 2030 году доступа к электроэнергии по-прежнему не будут иметь около 660 млн человек.

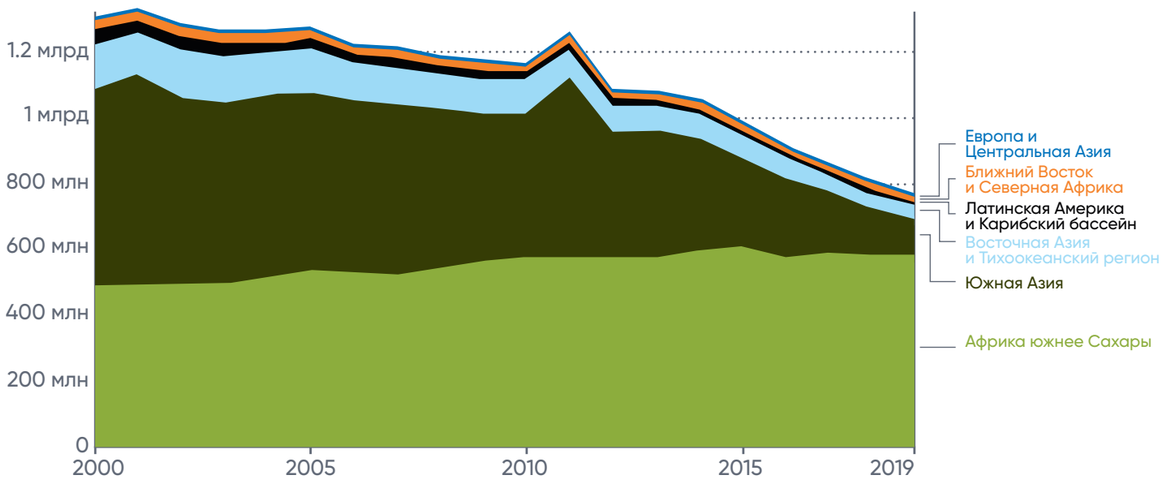
При этом, согласно подходу Международного энергетического агентства (МЭА), понятие «доступ к электроэнергии» включает в себя не только наличие источника энергии как такового, но и определенные требования к ее минимальному потреблению. Для сельских домохозяйств оно составляет не менее 250 кВт·ч в год, для городских домохозяйств – 500 кВт·ч в год. На практике это означает, что при потреблении электроэнергии в объеме 500 кВт·ч в год домохозяйство может себе позволить включать четыре лампочки на четыре часа в день, вентилятор на три часа в день, телевизор на два часа в день.

Вопрос в том, какой уровень обеспеченности электроэнергией можно считать достаточным, остается открытым. Также не до конца понятно, можно ли говорить о проблеме энергетической бедности в странах с высоким уровнем энергопотребления? Например, в странах, где есть удаленные территории и нет физической возможности обеспечить население энергией? Можно ли говорить об энергетической бедности при высоких тарифах на электроэнергию? Не будет ли в ближайшее время расти количество людей, не имеющих доступа к энергии, в результате геополитических конфликтов, экономических кризисов и климатических катаклизмов? Найдутся ли у человечества политическая воля и возможности справиться с этими вызовами?

Отсутствие доступа к электричеству в беднейших странах мира приводит к торможению экономического роста, низкому качеству образования и медицинской помощи, затрудняет ведение коммерческой и сельскохозяйственной деятельности, создает угрозу продовольственной безопасности. Таким образом, достижение ЦУР 7 является ключевым фактором для достижения других целей устойчивого развития, в том числе ЦУР 1 и ЦУР 2 по ликвидации нищеты и голода, ЦУР 3 по обеспечению здоровья и благополучия, ЦУР 4 по развитию образования.

[9] https://irsepi.ru/wp-content/uploads/2023/07/Доклад-Генерального-секретаря-ООН-Цели-устойчивого-развития-под-угрозой.-17-апреля-2023-г.pdf

Рис. 2. Количество населения, не имеющего доступа к электроэнергии



Источник данных: Our World in Data (согласно данным Всемирного банка, собранным из нескольких источников)

Существенный прогресс в решении проблем энергетической обеспеченности был достигнут за последние десятилетия азиатскими странами. Если в 2000 году почти половина людей, не имеющих доступа к электроэнергии, проживала в Южной Азии, то сегодня эта цифра резко сократилась. Однако в странах Африки к югу от Сахары проблема все еще остается острой. Три четверти населения мира, не имеющие доступ к электричеству, живет сегодня в Африке.

Электроэнергия прочно вошла в жизнь современного человека. Она позволяет создавать принципиально новое качество жизни, поэтому все без исключения страны будут стремиться к высокому уровню энергопотребления. Но на деле многие беднейшие страны все еще не могут решить проблему энергетической бедности. Возможно ли ликвидировать это неравенство? Достаточно ли для этого ресурсов у стран, которые стремятся догнать лидеров? Какие технологические решения должны стать основой для развития их энергосистем?

Один из главных вопросов связан с тем, каким путем пойдут развивающиеся страны для решения проблемы энергетической бедности. Нет никаких оснований предполагать, что какая-либо из энергетически бедных стран в обозримой перспективе будет способна наладить собственное конкурентоспособное производство оборудования для ВИЭ. При этом более 80% солнечных батарей производятся сегодня в Китае, еще примерно 5% – в ЕС и Южной Корее. Аналогичная ситуация сложилась в сфере производства оборудования для ветроэнергетики. Таким образом, для того чтобы развивать свою энергетику на базе ветра и солнца, любой развивающейся стране необходимо обеспечить уровень экспорта для получения такого объема валюты, которого будет достаточно для закупки энергетического оборудования за рубежом.

В то же время многие развивающиеся страны обладают собственными запасами угля, нефти, природного газа, для добычи которых достаточно внутренних ресурсов. Так, Индия планирует к 2030 году увеличить добычу угля с 1 до 1,5 млрд тонн в год, а также ввести в эксплуатацию 46 ГВт мощностей на основе угольной генерации. На стадии подготовки к строительству находятся угольные электростанции в таких развивающихся странах, как Бангладеш, Зимбабве, Индонезия, Казахстан, Лаос, Пакистан и Вьетнам [10].

[10] https://globalenergymonitor.org/ru/report/boom-and-bust-coal-2024/

Выводы по разделу

Современное человечество потребляет все большее и больше электроэнергии. К стандартам обеспеченности электроэнергией, достигнутым странами «золотого миллиарда», уверенно приближаются азиатские страны, находящиеся на этапе активного экономического роста. В странах Европы и Северной Америки, наоборот, наблюдается замедление и даже сокращение потребления электроэнергии. Однако объемы этого сокращения не могут компенсировать бурный рост энергетики в других частях мира, где в ближайшее время потребуется все больше и больше электроэнергии для решения проблем бедности, ликвидации экономического отставания и повышения качества жизни.

Рост производства электроэнергии, в котором так нуждаются африканские страны, неизбежно приведет к обострению экологических и климатических проблем. Таким образом, решение задач по ликвидации энергетического голода вступает в противоречие с необходимостью снижения выбросов парниковых газов и других негативных антропогенных воздействий. Наиболее наглядно этот конфликт прослеживается в рамках достижения ЦУР 7 по обеспечению всеобщего доступа к недорогой, надежной, устойчивой и современной энергии и ЦУР 13 по противодействию изменению климата.

Теоретически при решении проблем энергетической бедности и энергетического неравенства необходимо развивать те виды генерации энергии и технологии, которые характеризуются наименьшим уровнем негативного экологического и климатического воздействия. Однако сразу же встает вопрос, справятся ли с этой задачей страны, находящиеся на низком уровне экономического развития.

Скорее всего, сделать ставку исключительно на энергию солнца и ветра развивающиеся страны не смогут. Для этого у них нет возможностей по созданию собственной производственной базы или импорту энергетического оборудования для СЭС и ВЭС из-за рубежа. В этой связи большинство развивающихся стран, имеющих собственные запасы угля, нефти или природного газа, планируют развивать эти виды энергетики. О том, какое воздействие это окажет на окружающую среду и климат в зависимости от применяемых технологий, мы поговорим в следующих разделах бюллетеня

1.2. Какие источники электроэнергии в приоритете в разных частях мира

После того как мы поговорили об общем уровне потребления электроэнергии в различных частях мира, важно посмотреть, из каких источников она производится. За последние десятилетия общемировой объем выработки электроэнергии как из возобновляемых, так и углеводородных источников, за исключением нефти, активно рос, но с разной динамикой. В результате доля различных видов энергии в общем объеме генерации претерпевала изменения.

Сегодня в мире большая часть электроэнергии по-прежнему вырабатывается из ископаемого топлива. Это прежде всего уголь, на который приходится 35,5% от общего объема вырабатываемой электроэнергии. При этом после рекордного уровня в 41% в 2007 году его доля в мировом энергобалансе постепенно снижается, хотя объемы выработки электроэнергии из угля продолжают расти. Второе место в общем объеме производства электроэнергии занимает природный газ, доля которого, напротив, увеличивается (с 15,2% в 1995 году до 22,5% в 2023 году).

Среди низкоуглеродных источников, составлявших в 2023 году почти 40% от общего объема выработки электроэнергии, наибольшие доли принадлежат гидроэнергетике и ядерной энергетике, хотя они имеют тенденцию к снижению. Так, с 1995 года доля гидроэнергетики снизилась с 18,6% до 14,3%, доля ядерной энергетики – с 17,4% до 9,1%.

Параллельно с этим впечатляющими темпами росла энергетика на основе ветра и солнца. Так, доля ветроэнергетики в общем объеме электрогенерации выросла с 1,6% в 2010 году до 7,8% в 2023 году, доля солнечной энергетики за аналогичный период увеличилась с 0,15% до 5,5%. Однако развитие этих видов электрогенерации характерно только для стран с развитой экономикой и Китая. Именно на эти страны приходится 90% из 540 ГВт мощностей, введенных в эксплуатацию в 2023 году [11].

Разные страны мира существенно отличаются друг от друга по тем видам энергии, которые они используют. Но почему так происходит? В каких случаях это связано с доступностью определенных источников энергии, а в каких – с политическими решениями, продиктованными желанием захватить новые ниши рынка? Ожидать ли нам в ближайшей перспективе полного отказа от углеводородного топлива, или за этим не стоит ни обоснованной необходимости, ни экономических возможностей?

Природно-климатические особенности, ресурсное обеспечение и уровень развития экономик разных стран создают предпосылки для формирования национальных электроэнергетических систем, в которых преобладают те или иные источники энергии. Так, наличие собственных запасов угля в таких странах Евросоюза, как Польша, Сербия или Чехия, стали причиной сохранения высокой доли этого вида топлива в энергобалансе данных стран, несмотря на общую приверженность ЕС возобновляемой энергетике. Наличие подходящих водных объектов способствовало активному развитию гидроэнергетики в Латинской Америке и ряде стран Центральной и Восточной Африки.

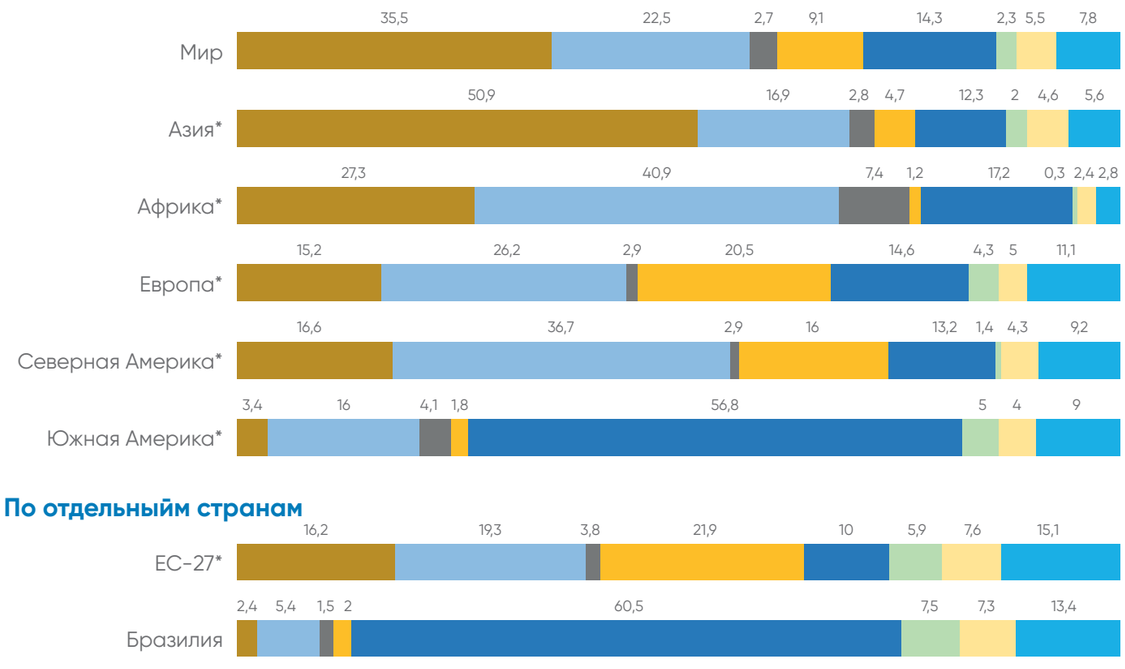
[11] https://iea.blob.core.windows.net/assets/9128a446-1db5-4ff3-a2a1-75d4d7860f80/CleanEnergyMarketMonitorMarch2024.pdf

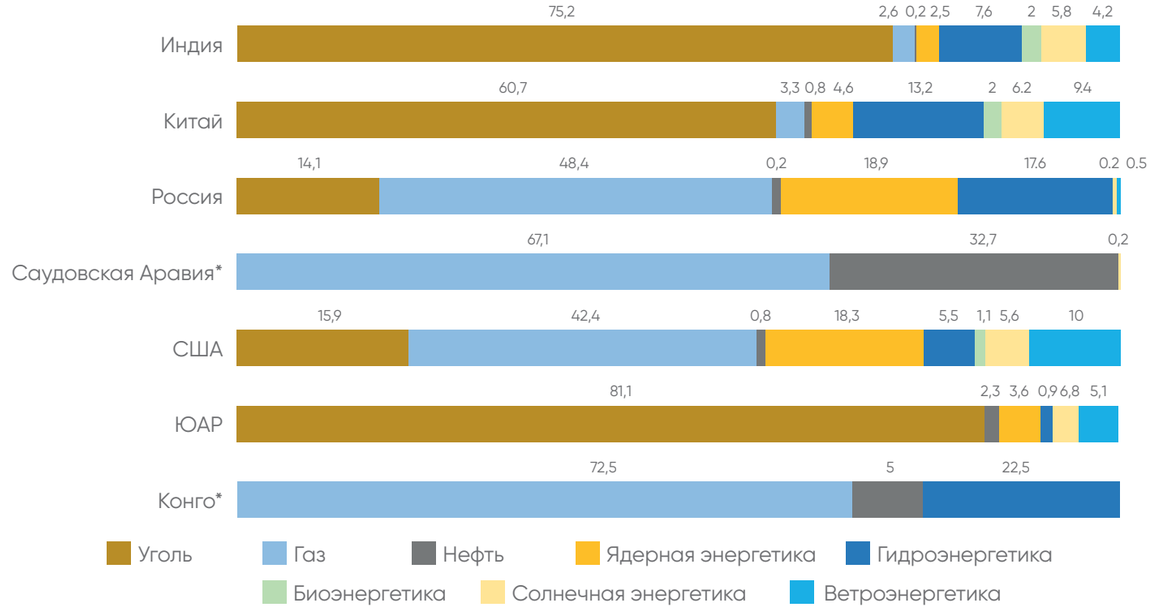
Рис. 3. Производство электроэнергии (ТВт·ч) и доля различных источников энергии в мировом энергобалансе в 1995-2023 гг.

Источник данных: Our World in Data (по данным Статистического обзора мировой энергетики 2024)

Сочетание климатических факторов и инвестиционных возможностей, включая крайне низкую стоимость капитала, а также желание обезопасить себя от потенциальных проблем с импортом углеводородов, стало причиной широкого распространения энергии солнца и ветра в странах Западной Европы, США, Японии и Австралии.

Рис. 4. Доля различных источников в производстве электроэнергии в 2023 году (%)



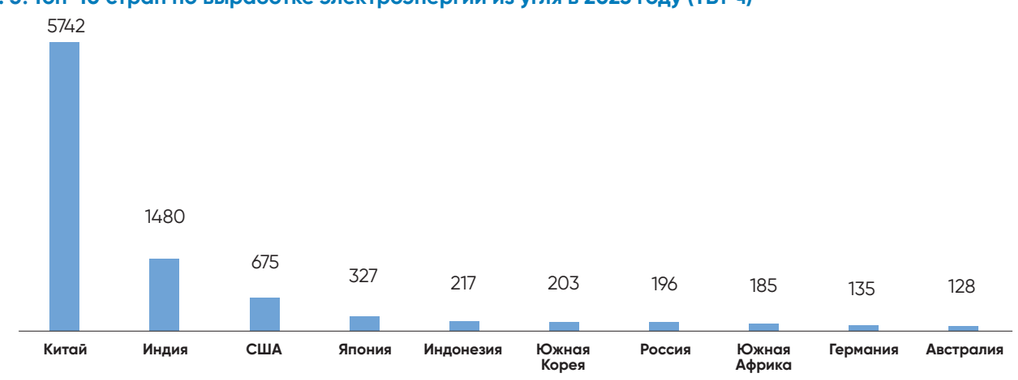


** Ближайшие доступные данные за 2022 год*
Источник данных: Статистический обзор мировой энергетики 2024

1.2.1. Угольная генерация

Уголь является доминирующим источником электроэнергии в большинстве стран Восточной, Южной и Центральной Азии, таких как Монголия (85%), Казахстан (67%), Китай (61%) и Индия (75%). Такая же картина наблюдается в ряде стран на других континентах, например, в ЮАР (81%), Ботсване (96%), Марокко (65%), Индонезии (62%), Филиппинах (62%), Польше (61%), Сербии (60%). При этом наибольшие объемы выработки электроэнергии из угля в 2023 году приходились на Китай (5742 ТВт·ч), Индию (1480 ТВт·ч) и США (675 ТВт·ч).

Рис. 5. Топ-10 стран по выработке электроэнергии из угля в 2023 году (ТВт·ч)



Источник данных: Статистический обзор мировой энергетики 2024

Показателен пример Великобритании, почти полностью отказавшейся от угля в электроэнергетике, снизив его долю в генерации с 64,6% в 1990 году до 1,4% в 2023 году. За этот же период Япония нарастила долю угля с 13,5% до 32,3%, Индонезия – с 29,5% до 61,8%. В Китае и Индии угольная генерация оставалось стабильно высокой. При этом в Китае доля угля в общем объеме производства электроэнергии снизилась с 71 до 60,7%, в Индии возросла с 67% до 75,2%.

В отчете Global Energy Monitor (GEM) «Угольный бум и спад 2024»[12] отмечается, что в 2023 году в мире наблюдался самый высокий с 2016 года рост мощностей действующих угольных электростанций. Он составил 48,4 ГВт. При этом в эксплуатацию было введено 69,5 ГВт мощностей, выведено из эксплуатации 21,1 ГВт.

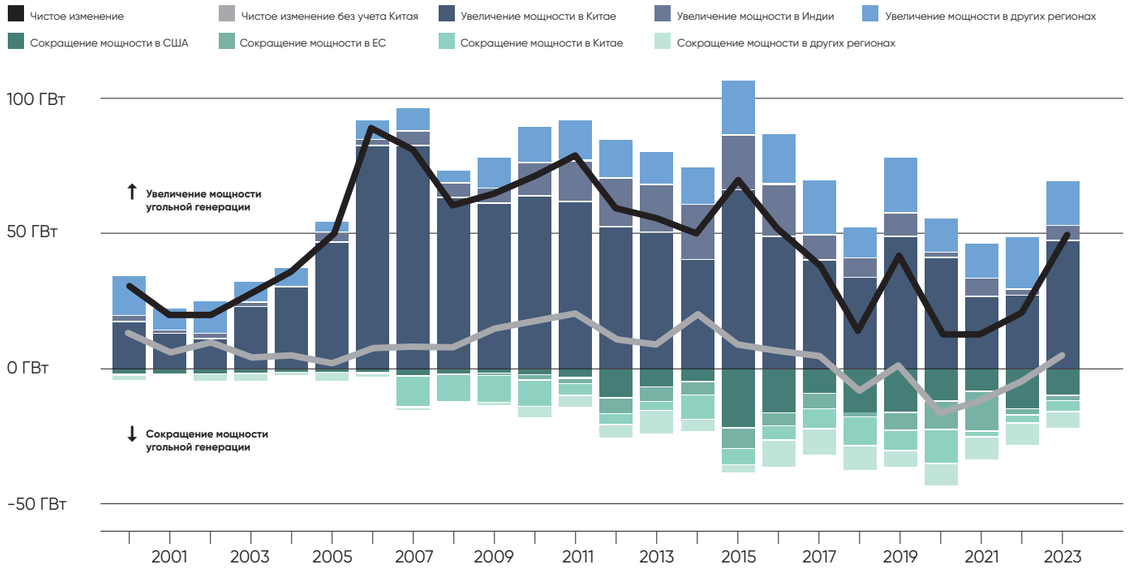
Глобальный рост угольной генерации объясняется резким увеличением числа новых угольных электростанций общей мощностью 47,4 ГВт,

[12] https://globalenergymonitor.org/ru/report/boom-and-bust-coal-2024/

введенных в эксплуатацию в Китае. Они обеспечили 68% общемирового прироста. Новые мощности вводились также в Индонезии, Индии, Вьетнаме, Японии, Бангладеш, Пакистане, Южной Корее, Греции и Зимбабве.

При этом в США ввод из эксплуатации угольных электростанций происходил более низкими темпами по сравнению с предыдущими периодами (9,7 ГВт по сравнению с 14,7 ГВт в 2022 году). В Европе эти процессы также замедлились. Страны Евросоюза и Великобритания обеспечили 23% от общего объема выведенных из эксплуатации угольных мощностей (Великобритания – 3,1 ГВт, Италия – 0,6 ГВт, Польша – 0,5 ГВт).

Рис. 6. Изменение мощностей угольных электростанций (ГВт)



Источник данных: Global Coal Plant Tracker

В настоящее время в мире планируется ввод дополнительных 578 ГВт угольной мощности, причем на китайский рынок приходится 408 ГВт. Одновременно с этим страны ОЭСР, в первую очередь ЕС, продолжают продвигать политику отказа от угля. Новые проекты в этой области рассматривают только четыре страны ОЭСР: Австралия, Япония, Турция и США, обладающие крупными запасами угля. При этом в 2024 году в рамках встречи в Турине лидеров стран G7 было принято соглашение о полном отказе от использования угля для выработки электроэнергии в первой половине 2030-х годов. Из всех стран G7 труднее всего это будет сделать Японии, Германии и США, доля угля в электрогенерации которых составляет 32,3%, 26,8% и 15,9% соответственно. В рамках политики по отказу от угля США делают акцент на его замещении газом, Германия – ВИЭ, Япония перезапускает закрытые АЭС и развивает возобновляемую энергетику.

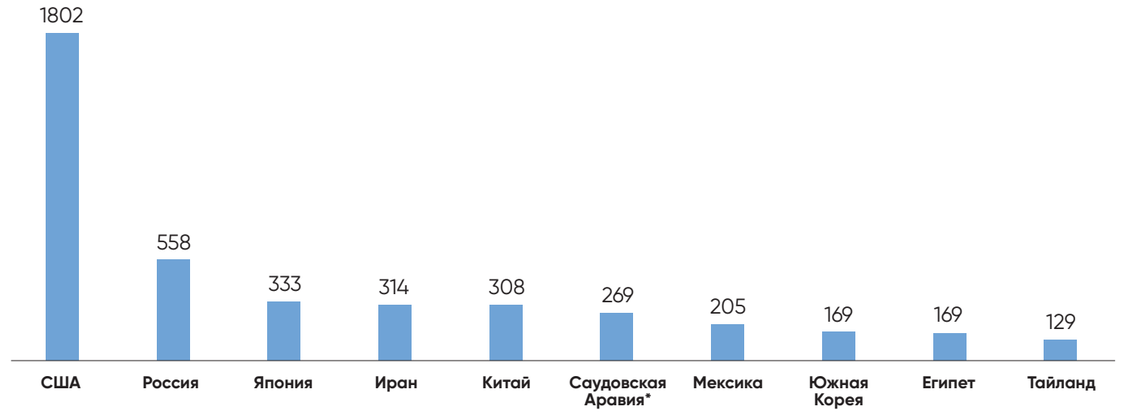
1.2.2. Газовая генерация

Природный газ наиболее активно используется для производства электроэнергии в странах Ближнего Востока и Северной Африки, таких как Иран (87%), Саудовская Аравия (67%), Израиль (68%), Узбекистан (88%), Туркменистан (99%), Египет (84%), Ливия (71%) и Алжир (99%). Из европейских стран наиболее высокий уровень потребления газа для производства электроэнергии достигнут в Белоруссии (80%), Молдове (87%), Ирландии (50%), Италии (45%) и России (48%). В Южной Америке рекордсменами являются Боливия (70%) и Аргентина (48%). В Северной Америке – Мексика (58%) и США (42%). Среди азиатских стран доля газа в электрогенерации также высока в Таиланде (68%) и Бангладеш (70%). На африканском континенте – в Конго (73%), Нигерии (80%), Бенине (79%), Танзании (67%) и ряде других стран. Мировыми лидерами по объему газовой электрогенерации в 2023 году являлись США (1802 ТВт·ч) и Россия (557,9 ТВт·ч).

В 2023 году глобальная выработка электроэнергии из газа выросла на 0,8%, достигнув 6 634 ТВт·ч, что является историческим максимумом. Основной вклад в этот прирост внесли США и Китай, где выработка из газа увеличилась на 115 ТВт·ч и 25 ТВт·ч соответственно. Наиболее высокие темпы сокращения выработки электроэнергии на газе продемонстрировали Япония (минус 27 ТВт·ч), Италия (минус 23 ТВт·ч), Испания (минус 23 ТВт·ч) и Франция (минус 14 ТВт·ч). В Японии это было связано с перезапуском ядерных реакторов, которые возобновили регулярное производство электроэнергии. В ЕС – с экономией сырья[13].

[13] https://globalenergyprize.org/en/2024/05/10/gas-fired-power-generation-reaches-all-time-high/

Рис. 7. Топ-10 стран по выработке электроэнергии из природного газа в 2023 году (ТВт·ч)



Источник данных: Статистический обзор мировой энергетики 2024
** Ближайшие доступные данные за 2022 год*

Страны, использующие газ в электрогенерации, можно условно разделить на три группы. К первой относятся страны с высокими запасами природного газа, в том числе США и Россия. Ко второй – страны–импортеры газа, например, Япония, Италия и Южная Корея. К третьей – развивающиеся страны, включая Китай и Индию, где доля газа в генерации пока невысока, но есть перспективы его использования как переходного топлива при отказе от угля. Таким образом, выработка электроэнергии на основе природного газа по-прежнему имеет потенциал для роста как из-за восстановления цен на газ, так и из-за постепенного отказа от угля в ряде стран мира.

1.2.3. Атомная энергетика

Основные мощности атомной электроэнергетики сконцентрированы в Европе и Северной Америке. Безусловным мировым лидером по доле атомной энергии в электрогенерации является Франция (65%). Она также высока в таких европейских странах, как Словакия (62%), Украина (51%), Финляндия (43%), Бельгия (41%), Венгрия (45%), Чехия (40%). В России доля атомной генерации составляет 19%, В США – 18%, в Канаде – 14%, в Китае – 4,6%, в Индии – 2,5%. При этом по объему выработки атомной энергии в мире лидирует США (775 ТВт·ч), далее следуют Китай (435 ТВт·ч), Франция (336 ТВт·ч) и Россия (218 ТВт·ч)[14].

Недостаточно высокое распространение атомной энергетики, особенно в развивающихся странах, связано с тем, что технологиями строительства современных АЭС обладают незначительное число стран и компаний. В их число входят Россия, Китай и Южная Корея. Некоторые компетенции по строительству АЭС сохранили США (Westighouse Electric) и Франция (AREVA). Кроме того, важным фактором являются высокие капитальные затраты на строительство АЭС и сложности с захоронением отработавшего ядерного топлива.

Рис. 8. Топ-10 стран по выработке атомной энергии в 2023 году (ТВт·ч)

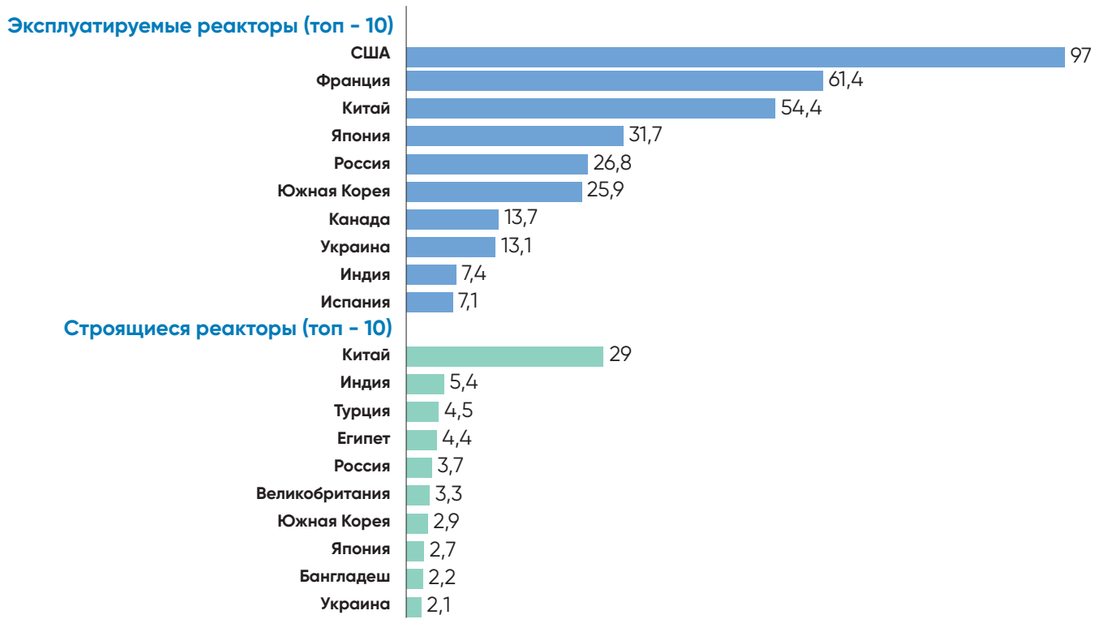
Источник данных: Статистический обзор мировой энергетики 2024

[14] https://ourworldindata.org/energy

Некоторые страны сознательно отказались от атомной генерации, в том числе в связи с авариями на Чернобыльской АЭС в 1986 году и на японской Фукусиме в 2011 году. Первой такой страной стала Италия, сократившая атомную генерацию с 4,5% в 1986 году до нуля в 1988 году. Полностью отказалась от ядерных программ Австрия. Долгосрочные программы по отказу от атомной энергетики были запущены в Бельгии, Германии, Испании, Швеции и на Тайване. Наиболее последовательно в этом направлении действовала Германия, где доля атома в электрогенерации упала с 31,2% в 1997 году до 1,7% в 2023 году, а также Тайвань, где она сократилась с 48% в 1987 году до 7% в 2023 году.

В настоящее время атомные электростанции эксплуатируются в 32 странах мира, где работает около 440 реакторов мощностью 390 ГВт с общим объемом выработки электроэнергии 2545 ТВт·ч. При этом за последние 20 лет из эксплуатации было выведено 107 реакторов, введено в эксплуатацию 100 реакторов. Запуск ядерно-энергетических программ планируют еще около 30 стран. Уже сегодня около 60 ядерных реакторов строится в 16 странах, к строительству планируется еще 110. Большинство из них будет эксплуатироваться в Азии, в том числе в Китае и Индии. Проекты по строительству АЭС также реализуются во Франции, Словакии, России, Аргентине, Иране, Великобритании. Свои первые АЭС строят Бангладеш, Египет и Турция – все три в кооперации с Росатомом [15].

Рис. 9. Общая полезная мощность действующих и строящихся атомных реакторов (ГВт)[16]



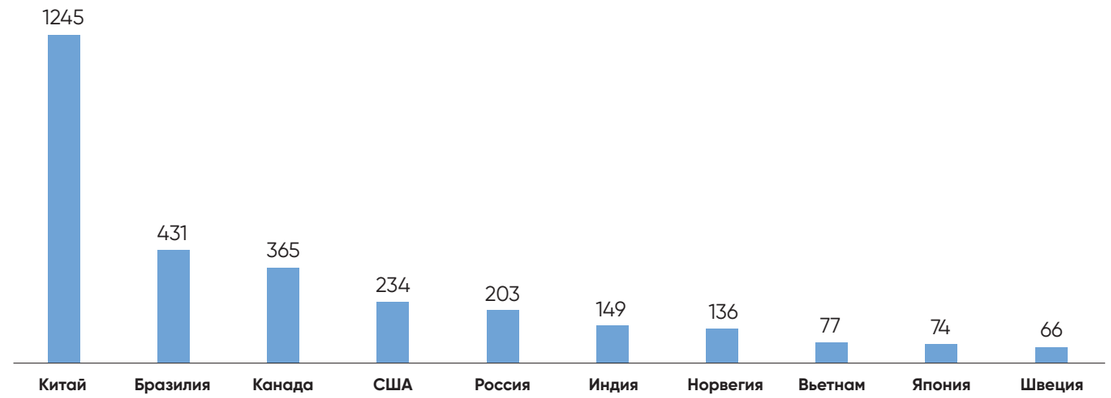
Источник данных: Всемирная ядерная ассоциация (WNA)

1.2.4. Гидроэнергетика

Гидроэнергетика получила широкое распространение в странах, обладающих необходимыми для этого природными ресурсами. Так, в ряде стран Африки, Латинской Америки, Европы и Азии доля гидроэнергетики в электрогенерации приближается к 100 процентам. Среди них можно назвать Демократическую Республику Конго (99%) и Эфиопию (96%), Парагвай (100%) и Эквадор (79%), Непал (99%) и Бутан (100%), Албанию (99%) и Норвегию (89%). Доля гидроэнергетики в генерации также высока в Бразилии (61%), Гренландии (77%) и Канаде (58%). При этом по общему объему выработки гидроэнергии на первом месте в 2023 году стоял Китай (1245 ТВт·ч). За ним следовали Бразилия (431 ТВт·ч), Канада (365 ТВт·ч), США (234 ТВт·ч) и Россия (203 ТВт·ч).

[15] https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/plans-for-new-reactors-worldwide
[16] https://world-nuclear.org/nuclear-reactor-database/summary

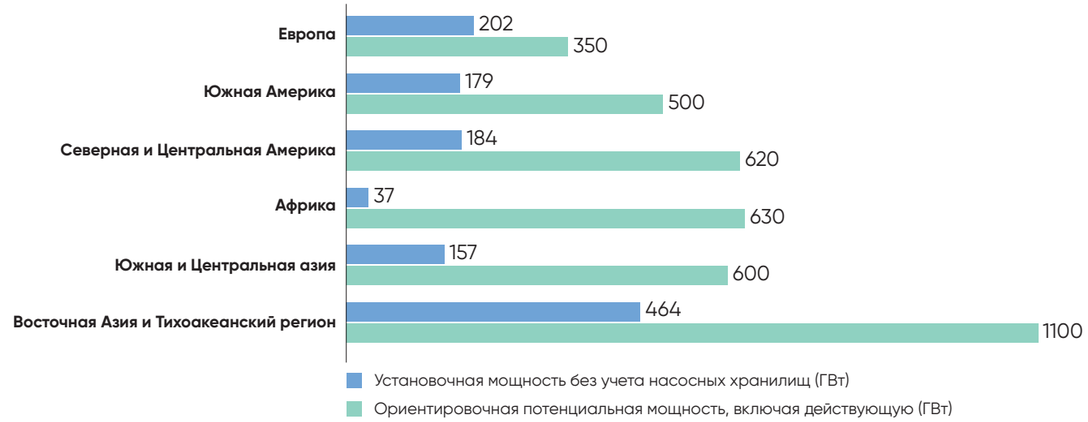
Рис. 10. Топ-10 стран по выработке гидроэнергии в 2023 году (ТВт·ч)



Источник данных: Статистический обзор мировой энергетики 2024

В 2022 году по всему миру в эксплуатацию было введено более 34 ГВт гидроэнергетических мощностей, включая 10 ГВт гидроаккумулирующих установок (ГАЭС), что впервые с 2016 года превышает порог в 30 ГВт. Лидирующие позиции в области увеличения этих показателей занимал Китай с 24 ГВт. В Европе мощность выросла на 3 ГВт, в Северной и Южной Америке на 1 ГВт. Еще по 2 ГВт было введено в Азии и Африке, включая крупные проекты в Пакистане, Индии, Эфиопии, Гвинеи и Замбии[17].

Рис. 11. Общемировой потенциал для развития гидроэнергетики

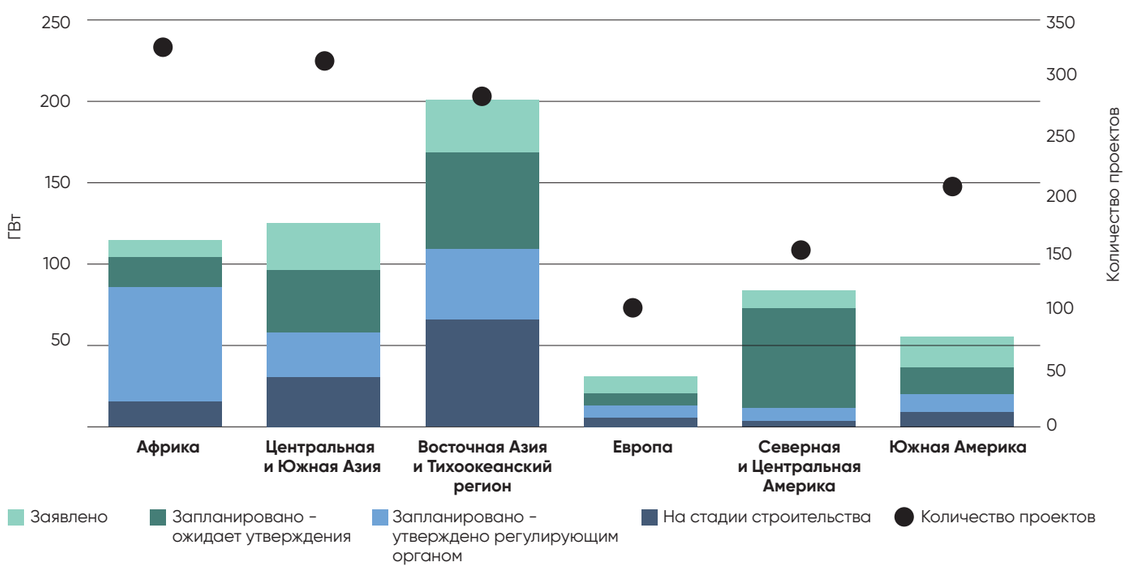


Источник данных: Международная ассоциация гидроэнергетиков (IHA)

Значительный потенциал для развития гидроэнергетики существует по всему миру. Как показал анализ, проведенный Международной ассоциацией гидроэнергетиков (IHA), около половины этого экономически целесообразного к использованию потенциала остается незадействованным. Для того чтобы изменить эту ситуацию, необходимо как вводить новые мощности ГЭС и ГАЭС, так и модернизировать существующие гидроэнергетические объекты и неработающие плотины. Так, сегодня почти половина гидроэнергетических мощностей (630 ГВт) превысила 30-летний рубеж, еще 490 ГВт – рубеж в 40 лет. Модернизация этих объектов позволит значительно увеличить их мощность и эффективность выработки электроэнергии.

[17] https://indd.adobe.com/view/4201016f-a51a-4f6f-998b-ec85219d1dfd

Рис. 12. Общемировой пайплайн проектов в области гидроэнергетики



Источник данных: Международная ассоциация гидроэнергетиков (IHA)

В результате реализации перспективных гидроэнергетических проектов в мире может быть введено в эксплуатацию еще 590 ГВт мощностей, включая ГАЭС мощностью 214 ГВт. Из этих проектов 22% находятся в стадии строительства, 27% получили разрешения от местных властей. Их большая часть сосредоточена в Азии, преимущественно в Китае. Пайплайн проектов, планируемых к реализации в африканских странах, предусматривает ввод в эксплуатацию 120 ГВт мощностей. Учитывая высокий потенциал континента в области гидроэнергетики и необходимость быстрого решения проблемы энергетической бедности, их реализация может иметь решающее значение для развития региона.

При этом нельзя не отметить негативное влияние на развитие гидроэнергетики изменений климата, которые уже сейчас происходит по всему миру. Так, в 2023 году из-за сильных засух производство гидроэлектроэнергии в Китае сократилось на 5,6%, что способствовало увеличению угольной генерации на 6,2%. В Индии падение составило 15%, что вызвало энергодефицит в стране. В США из-за быстрого весеннего таяния снега показатели по выработке гидроэнергии сократились на 4,4%. В Мексике многолетние засухи привели к снижению гидрогенерации на 40%. Эти тенденции показывают высокий уровень чувствительности гидроэнергетики к погодным условиям и уязвимость к этим факторам стран с высокой долей гидроэнергетики в энергобалансе [18].

1.2.5. Солнечная энергетика

Солнечная энергетика получает все большее распространение по всему миру, а в некоторых странах уже вносит ощутимый вклад в удовлетворение потребностей в электроэнергии. На европейском континенте наибольшая доля солнечной энергии в электрогенерации достигнута Люксембургом (25%), Грецией (19%), Венгрией (18%), Нидерландами (17%), Австрией (17%) и Испанией (17%). Среди африканских стран по данному показателю лидируют Намибия (37%), Буркина-Фасо (16%) и Малави (13%). Высокая доля солнечной энергии также характерна для энергосистем Чили (20%), Йемена (20%), Австралии (17%), Японии (11%). По общему объему выработки солнечной энергии в 2023 году в мире лидировали Китай (584 ТВт·ч) и США (238 ТВт·ч).

[18] https://iea.blob.core.windows.net/assets/18f3ed24-4b26-4c83-a3d2-8a1be51c8cc8/Electricity2024-Analysisandforecastto2026.pdf

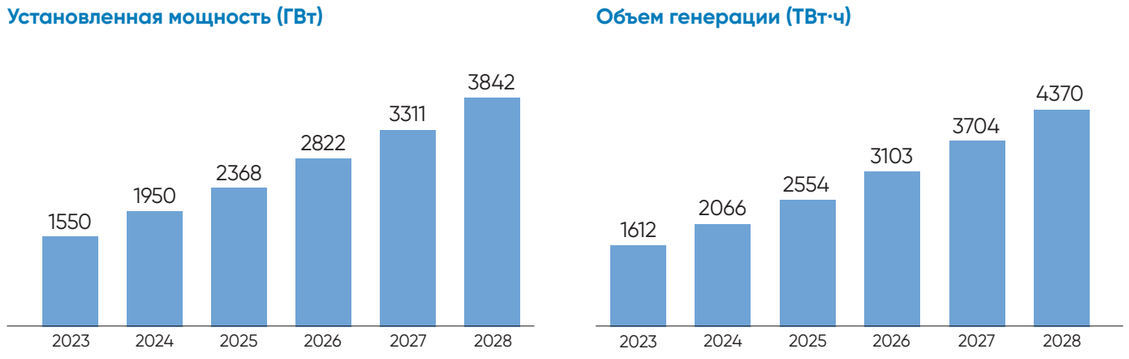
Рис. 13. Топ-10 стран по выработке солнечной энергии в 2023 году (ТВт·ч)

Источник данных: Статистический обзор мировой энергетики 2024

В 2023 году рост общей мощности солнечных фотоэлектрических установок составил 420 ГВт, что на 80% выше аналогичного показателя за предыдущий год. Более 60% этого прироста обеспечил Китай, где было введено в эксплуатацию 261 ГВт мощностей. Быстрое развитие производства фотоэлектрических модулей привело к снижению их стоимости в КНР на 50% с декабря 2022 года.

Ускоренными темпами солнечная энергетика также развивалась в Евросоюзе, что было обусловлено, в том числе необходимостью сокращения потребления природного газа. По объемам новых солнечных фотоэлектрических установок ЕС на 30% превысил результаты 2022 года, введя 53 ГВт мощностей. В США этот показатель вырос до 32 ГВт, что на 50% выше уровня предыдущего года. В Индии он, напротив, снизился на треть и составил 12 ГВт [19].

Рис. 14. Прогноз развития солнечной электроэнергетики[20]



Источник данных: Международное энергетическое агентство

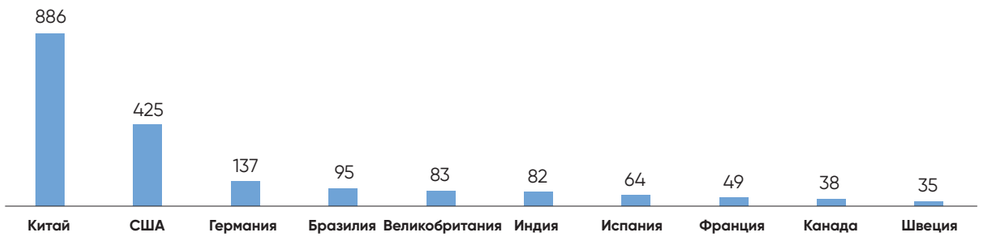
[19] https://iea.blob.core.windows.net/assets/9128a446-1db5-4ff3-a2a1-75d4d7860f80/CleanEnergyMarketMonitorMarch2024.pdf
[20] https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/renewable-energy-progress-tracker

По прогнозу Международного энергетического агентства (МЭА)[21], доля солнечной энергетики в общемировом энергобалансе вырастет с 5,5% в 2023 году до 12,6% в 2028 году. При этом мощность объектов солнечной генерации увеличится с 1552 до 3842 ГВт, объем вырабатываемой ими электроэнергии – с 1612 до 4370 ТВт·ч. МЭА прогнозирует, что к 2026 году солнечная энергия по объему генерации превзойдет ядерную, а к 2028 году энергию ветра.

1.2.6. Ветроэнергетика

Сегодня ветроэнергетика занимает в энергетических балансах многих стран даже более прочное место, чем солнечная. Прежде всего это относится к европейским странам. Так, в Дании энергия ветра составляет 58% от общей выработки электроэнергии. В Литве этот показатель достигает 46%, в Ирландии – 36%, в Португалии – 30%, в Великобритании – 28%. В число стран с высокой долей ветроэнергетики также входят Уругвай (36%), Кения (16%), Марокко (15%), Бразилия (13%), Австралия (12%), Чили (12%), США (10%), Китай (9%). Мировое лидерство по общему объему выработки энергии на основе ветра, как и в случае с солнечной энергетикой, в 2023 году принадлежало Китаю (886 ТВт·ч) и США (425 ТВт·ч).

Рис.15. Топ-10 стран по ветроэнергетике в 2023 году (ТВт·ч)



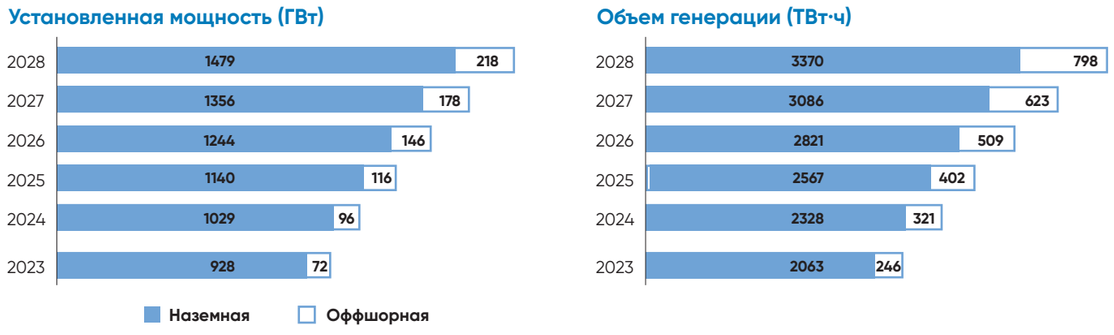
Источник данных: Статистический обзор мировой энергетики 2024

Согласно данным отчета Совета по глобальной ветроэнергетике (GWEC)[22], в 2023 году общемировой прирост мощности ветровых энергоустановок составил 116,6 ГВт, из которых 105,8 ГВт обеспечено ветроустановками наземного базирования, 10,8 ГВт – оффшорными. В результате совокупная мощность ветроэнергетики преодолела рубеж в 1 ТВт и составила 1021 ГВт. Активный рост мощностей по сравнению с аналогичным периодом прошлого года составил 13% и наблюдался во всех регионах мира, за исключением Европы и Северной Америки.

Новые ветроэнергетические установки были введены в эксплуатацию в 54 странах, но особенно масштабная работа была проведена в Китае, обеспечившем 65% общемирового роста. В целом Азиатско-Тихоокеанский регион продемонстрировал годовой прирост по сравнению с 2022 годом на 106%, Латинская Америка на 121%, Африка и Ближний Восток на 182%.

На фоне бурного развития ветроэнергетики GWEC повысил свой прогноз до 2030 года на 10% до 1330 ГВт установленной мощности. Оценки Международного энергетического агентства[23] еще более оптимистичны. Они предполагают рост установленной мощности ветроэнергетики к 2028 до 1700 ГВт, что позволит сгенерировать 4168 ТВт·ч электроэнергии, обеспечив 12,1% мирового энергопотребления.

Рис.16. Прогноз развития ветроэнергетики



Источник данных: Международное энергетическое агентство

[21] https://www.iea.org/reports/renewables-2023/electricity#abstract
[22] https://gwec.net/global-wind-report-2024/
[23] https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/renewable-energy-progress-tracker

Выводы по разделу

Электроэнергетические системы различных стран мира отличаются большим разнообразием. Где-то доминирует один источник энергии. Например, уголь – как в ЮАР, природный газ – как в Иране, атомная энергетика – как во Франции, гидроэнергетика – как в Норвегии. Другие страны идут по пути сбалансированного использования энергии из различных источников, что характерно в том числе, для России.

Такое разнообразие подходов объясняется ресурсной обеспеченностью, природно-климатическими особенностями и инвестиционными возможностями различных стран, на основе которых они формируют свои национальные энергосистемы. Однако в последнее время все большое влияние на эти процессы стал оказывать сознательный отказ ряда стран от определенных источников энергии. Речь идет прежде всего о выводе из эксплуатации угольных электростанций в ЕС, США и ряде других стран в рамках реализации программ по декарбонизации экономики.

Несмотря на эту тенденцию уголь по-прежнему остается доминирующим источником электроэнергии в мире, на который приходится 35,5% генерации. Больше всего электроэнергии из угля вырабатывается в Китае и Индии, и отказываться от этого вида топлива в этих странах не планируют. Напротив, они реализуют достаточно масштабные планы по вводу новых мощностей.

Так, Китай, на долю которого приходится около 50% общемирового объема добычи угля и вторые по объему запасы этого ресурса, активно развивает энергомашиностроение и доводит до совершенства производство турбин следующих поколений, вырабатывающих электроэнергию из угля с очень низкими выбросами вредных веществ и парниковых газов в атмосферу. В их числе сжигание в кипящем слое при критических, суперкритических и закритических параметрах пара.

При этом многие страны мира рассматривают как более низкоуглеродную альтернативу углю природный газ. Тенденция к росту его потребления сохраняется уже не первое десятилетие, что позволило довести долю природного газа в общем объеме генерации до 22,5%. Мировое лидерство в данном сегменте электроэнергетики принадлежит США и России.

Среди низкоуглеродных источников электроэнергии первое место по объему производства занимает гидроэнергетика с 14,3%, на втором месте атомная энергетика с 9,1%. Ввод новых мощностей по данным направлениям происходит не так динамично, как в других сегментах электроэнергетики, что отчасти объясняется высокими капитальными затратами и длительными сроками строительства ГЭС и АЭС. Наиболее активно в этом направлении работает Китай, который уже является мировым лидером по объему производства гидроэнергии. У КНР также есть все шансы выйти на первое место в атомной отрасли, опередив сегодняшнего лидера – США.

Еще одна важная тенденция, которая наблюдается с начала XXI века, – быстрый рост объемов производства энергии на основе солнца и ветра. Почти с нулевых отметок в общемировом объеме генерации за последние 15 лет солнечная энергия достигла 5,5%, энергия ветра – 7,7%. Однако большая часть СЭС и ВЭС вводится в эксплуатацию в Китае, США и ряде европейских стран. Остальная часть мира пока не спешит отказываться от традиционных источников энергии.

2. Электроэнергетика: экология, климат, доступность и безопасность

2.1. Воздействие электроэнергетики на окружающую среду и качество жизни

В этом разделе бюллетеня мы рассмотрим основные факторы, которые характеризуют воздействие различных видов электрогенерации на окружающую среду и качество жизни. Их можно разделить на четыре направления. Первые два отражают влияние деятельности по производству электроэнергии на окружающую среду и климат в результате выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ в атмосферу, использования земель под энергетические объекты, утилизации отходов. Третье связано с доступностью электроэнергии и тепла для населения и обеспечением потребностей экономики и включает такие факторы, как себестоимость производства электроэнергии, сроки эксплуатации энергетических объектов, использование сырья при их строительстве. Четвертое направление касается вопросов безопасности и рисков техногенных катастроф.

Существует ли идеальный вид энергии, переход на который обеспечит энергетическую безопасность? Или это пока только мечта, а на деле у каждого вида энергии есть свои сильные и слабые стороны? На чем нужно фокусироваться при оценке воздействия электроэнергетики на окружающую среду и качество жизни? Должны ли это быть только вопросы сокращения эмиссии парниковых газов или нужно рассматривать весь спектр воздействий? Могут ли климатические вопросы использоваться как аргумент в конкурентной борьбе за энергетические рынки?

Рис. 17. Факторы воздействия электроэнергетики на окружающую среду и качество жизни

2.1.1. Энергетика и климат: ЦУР 13

Производство электроэнергии является крупнейшим источником выбросов парниковых газов и ответственно более чем за треть общей эмиссии CO2 в энергетике[24]. По оценкам аналитического центра Ember[25] в 2022 году они выросли на 1,3%, достигнув 12,43 млрд тонн CO2-экв., что является историческим максимумом. Одновременно с этим средний объем выбросов при выработке 1 кВт*ч электроэнергии сократилась до 436 граммов CO2-экв. на кВт*ч. Сочетание этих двух трендов характерно для двух последних десятилетий.

[24] https://world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/carbon-dioxide-emissions-from-electricity
[25] https://ember-climate.org/insights/research/global-electricity-review-2023/

Так, за период с 2000 по 2022 гг. эмиссия парниковых газов в электроэнергетике выросла на 78%, а средний объем выбросов CO2 при выработке 1 кВт*ч электроэнергии снизился на 6%.

Это объясняется, с одной стороны, общим ростом потребления электроэнергии, особенно в странах Азии, что приводит к увеличению выбросов CO2. С другой – изменением структуры электрогенерации в пользу низкоуглеродных источников. Их доля, включая атомную и гидроэнергетику, в 2000-2022 гг. увеличилась с 35,8% до 39,1%. При этом доля электростанций на ископаемом топливе снизилась с 64,2% до 60,9% [26].

Как показано на рис. 18, уровень выбросов парниковых газов при производстве электроэнергии напрямую коррелирует с используемыми источниками энергии и технологиями. Оценка выбросов производится по методологии Life Cycle Assessment (LCA) на всем жизненном цикле: от добычи сырья и строительства электростанций до сжигания топлива и утилизации отходов.

Рис. 18. Выбросы парниковых газов при производстве электроэнергии на всем жизненном цикле в 2020 году (г CO2экв/кВт·ч)[27]

Источник данных: Европейская экономическая комиссия ООН (UNECE)

Несмотря на то, что результаты оценок уровня выбросов парниковых газов в электроэнергетике могут варьироваться, общая тенденция очевидна. При производстве большинства видов низкоуглеродоемкой электроэнергии выбросы парниковых газов не превышают 100 г CO2экв/кВт·ч. Газовая генерация дает выбросы от 2 до 5 раз выше, угольная – от 7,5 до 10 раз выше. При этом применение современных технологий, таких как улавливание CO2, позволяет кардинально сократить эмиссию, а для газовой генерации даже максимально приблизить ее к показателям солнечной энергетики. Однако такие технологии пока остаются сложными и дорогостоящими и не находят широкого применения.

[26] https://globalenergyprize.org/ru/2023/05/19/vybrosy-parnikovyh-gazov-dostigli-novogo-istoricheskogo-maksimuma/
[27] https://unece.org/sites/default/files/2022-04/LCA_3_FINAL%20March%202022.pdf

В зависимости от структуры энергобаланса углеродоемкость выработки электроэнергии в различных странах мира варьируется от почти нулевого уровня до почти 900 г CO2экв/кВт·ч. По данным показателям антирекорды принадлежат таким странам, как Казахстан, Монголия, Ботсвана, ЮАР, в которых преобладает угольная генерация, а также Ливия, Узбекистан, Туркменистан, Саудовская Аравия, чья электроэнергетика в основном работает на газовом топливе.

Наименьшие уровни углеродоемкости при производстве электроэнергии достигнуты в таких странах, как Норвегия и Бразилия, – главным образом за счет развития гидроэнергетики, Франция и Финляндия – за счет атомной энергии, а также Швеция и Дания, где широко распространена ветроэнергетика.

Примечательно, что на сегодняшний день всего семь стран в мире получают практически всю свою энергию из возобновляемых источников: геотермальных, гидро, солнечных или ветровых. Это Албания, Бутан, Непал, Парагвай, Исландия, Эфиопия и Демократическая Республика Конго. Однако по уровню обеспеченности энергией в эту группу входит как один из мировых лидеров – Исландия, так и мировые аутсайдеры – Конго, Непал и Эфиопия. Это говорит о том, что низукоуглеродную энергетическую систему могут построить даже беднейшие страны, но для того чтобы она обеспечивала потребности экономики и населения, нужны более существенные инвестиции, а их могут себе позволить далеко не все.

2.1.2. Электроэнергетика, экология и климат

Процессы, связанные с производством электроэнергии, оказывают существенное воздействие на состояние атмосферного воздуха, водной среды, почв, ландшафтов и экосистем. Характер этого воздействия зависит от источников производства электроэнергии и применяемых технологий. Он имеет свою специфику для каждого вида генерации как с точки зрения потребления ресурсов, так и с точки зрения воздействия на окружающую среду, возникающего при создании, эксплуатации и ликвидации объектов электрогенерации и отходов производства. В данном разделе мы рассмотрим, в чем заключаются особенности экологического воздействия электроэнергетики на основе ископаемого топлива и возобновляемых источников и каковы принципиальные различия между этими двумя видами генерации.

Когда речь заходит о негативном воздействии электроэнергетики, перечень обсуждаемых вопросов зачастую ограничивается выбросами парниковых газов. Но насколько обоснован такой однобокий взгляд на предмет? Ведь на самом деле производство электроэнергии как из возобновляемых, так и углеводородных источников оказывает влияние на окружающую среду по широкому спектру направлений, а перечень таких негативных воздействий крайне разнообразен. Так можно ли говорить, что какой-то вид энергии является экологически чистым? Либо мы имеем дело с тем, что желаемое выдается за действительное?

Начнем с выработки энергии тепловыми электростанциями (ТЭС), которую принято считать наиболее «грязной». В данном случае основными факторами негативного воздействия являются выбросы вредных веществ в атмосферу, возникающие в результате сжигания ископаемого топлива, сбросы загрязняющих веществ в водные объекты, а также образование золошлаковых отходов угольных ТЭС. Кроме того, экологические воздействие оказывает сама добыча и транспортировка ископаемого топлива, запасы которого далеко не безграничны. Последние расчеты показывают, что при нынешних темпах потребления запасов угля миру хватит на 132 года[28], газа – примерно на 60 лет[29]. При этом около 20% общемировых газовых запасов сосредоточено в России, 17,1% в Иране, 3,1% в Катаре. Наибольшими запасами угля располагают США (26,6%), Россия (17,6%) и Китай (12,8%).

Рис. 19. Основные факторы воздействия на окружающую среду при производстве электроэнергии из ископаемого топлива

Источник данных: составлено авторами

Воздействие ТЭС на окружающую среду зависит от используемого топлива. Наибольшие объемы вредных выбросов в атмосферу связаны со сжиганием угля, в результате которого в атмосферу поступает летучая зола с частицами недогоревшего топлива, сернистый и серный ангидрид, оксиды азота и другие соединения, представляющие опасность для здоровья человека и экосистем. При этом в зависимости от месторождения различные виды угля имеют свои характеристики по содержанию химических веществ и соединений, что определяет их уровень в образующихся в результате сгорания топлива выбросах. Наибольшее значение здесь имеет содержание серы (сернистость топлива) и твердых частиц.

Природный газ является существенно более экологически чистой альтернативой углю. При его сжигании вообще не образуется твердых частиц, выбросы оксидов серы ничтожны, а выбросы оксидов азота в среднем примерно в 10 раз ниже, чем на угольных ТЭС. Также при сжигании природного газа не образуются золошлаковые отходы. Кроме того, процесс транспортировки газа наносит меньший ущерб окружающей среде и сопровождается меньшими издержками по сравнению с углем.

Еще более низкий уровень негативного экологического воздействия сопровождает работу атомных электростанций. В процессе выработки атомной энергии в атмосферу не выделяется углекислый газ, оксиды азота и серы, а газовые выбросы предварительно очищаются от радионуклидов. Однако другие стадии ядерного топливного цикла, включая добычу и переработку урановой руды, а также переработку отработавшего ядерного топлива и захоронение отходов, могут представлять серьезную опасность для человека и окружающей среды.

[28] https://www.futurecoal.org/coal-facts/what-is-coal-where-is-it-found/

[29] https://dprom.online/oilngas/mirovye-zapasy-nefti-i-gaza-konets-uzhe-blizok/

Таб. 2. Особенности экологического воздействия различных видов электрогенерации на основе ископаемого топлива

Угольная генерация	При сжигании угольного топлива помимо парниковых газов в атмосферу выделяются оксиды азота и серы, которые способствуют образованию смога и кислотных дождей, а также твердые частицы, особенно мелкодисперсная пыль, представляющие серьезную угрозу для здоровья людей, включая риски развития астмы, хронического бронхита, эмфиземы и рака легких. По оценкам международной группы исследователей, только в 2017 году сжигание угольного топлива стало причиной около 540 тыс. смертей во всем мире.[30] Золоотвалы являются серьезным источником загрязнения подземных вод. В процессе обращения с отходами от добычи угля в водоемы также попадают соединения фосфора, что приводит к эвтрофикация пресной воды. В результате водоемы зарастают водорослями и другими водными растениями, которые, разлагаясь, потребляют растворенный в воде кислород, после чего жизнь в водоеме становится невозможной.
Газовая генерация	Выработка энергии из природного газа сопровождается выбросами в атмосферу углекислого газа и оксидов азота, хотя и в меньших объемах по сравнению с угольной генерацией. Кроме того, экологическое воздействие газовой генерации связано с сопутствующими его добыче процессами, включая бурение скважин, прокладку и эксплуатацию трубопроводов. Так, при добыче природного газа в некоторых странах используется гидроразрыв породы, что приводит к загрязнению водных объектов и почв химическими веществами, а также разрушению экосистем.
Атомная энергетика	В условиях нормальной эксплуатации АЭС оказывают существенно меньшее воздействие на состояние окружающей среды по сравнению с ТЭС. Однако их эксплуатация несет потенциальные риски радиоактивного загрязнения в связи с необходимостью использования урановой руды и утилизации радиоактивных отходов, часть из которых остается опасной на протяжение нескольких сотен, а иногда и тысяч лет. Строительство объектов атомной энергетики также сопряжено с изменениями ландшафтов и созданием санитарных зон.

Источник данных: составлено авторами

Для того чтобы проанализировать негативное экологическое воздействие, возникающее при производстве электроэнергии из возобновляемых источников, мы рассмотрим данный процесс с точки зрения использования различных ресурсов: земельных, водных и минеральных. Для этого мы воспользуемся результатами оценки United Nations Economic Commission for Europe (UNECE)[31], которая была произведена на полном жизненном цикле производства электроэнергии, включая добычу материалов и энергетических ресурсов, строительство и эксплуатацию электростанций, а также утилизацию отходов. Данные приведены из расчета объемов использования ресурсов на единицу произведенной электроэнергии и показывают диапазон значений в рамках одного вида генерации в зависимости от использования технологий и местных условий.

Наибольшие объемы земельных ресурсов необходимы для выработки солнечной энергии. Это прежде всего относится к концентрированной солнечной энергии и фотовольтаике, предусматривающей размещение солнечных панелей непосредственно на земле, а не на поверхности зданий. В некоторых странах ЕС постоянно разрастающиеся поля солнечных панелей уже создают проблемы для обеспечения продовольственной безопасности и суверенитета.

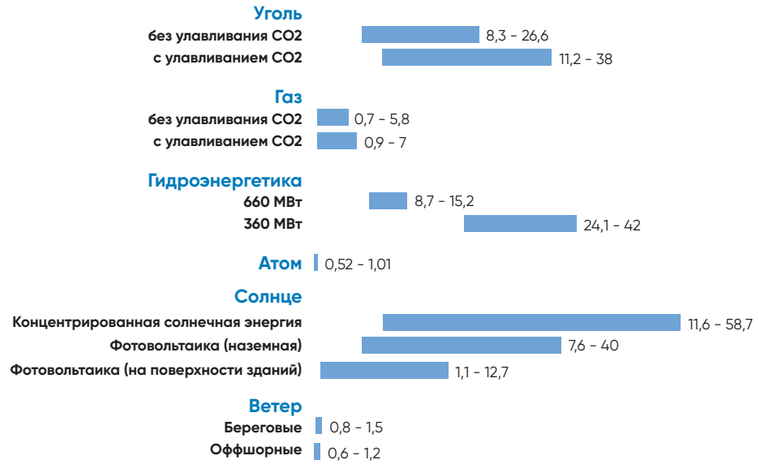
Так, в мае 2024 года правительство Италии запретило установку солнечных панелей на сельскохозяйственных землях. За запрет на создание СЭС на высококачественных сельскохозяйственных землях также выступила министр энергетической безопасности Великобритании Клэр Коутиньо, которая призвала местные советы отклонять такие проекты. Аналогичные разногласия возникают в Испании, Румынии, Нидерландах[32].

[30] https://source.wustl.edu/2021/06/new-research-finds-1m-deaths-in-2017-attributable-to-fossil-fuel-combustion/
[31] https://unece.org/sites/default/files/2022-04/LCA_3_FINAL%20March%202022.pdf
[32] https://oilcapital.ru/news/2024-06-30/solnechnye-paneli-vytesnyayut-selhozproizvodstvo-evropy-5125047

Существенный объем земельных ресурсов также используется в процессе изготовления солнечных панелей, что требует добычи и переработки огромного количества минеральных ресурсов. Аналогичная ситуация характерна для угольной генерации, где высокие показатели использования земельных ресурсов обусловлены процессам добычи угольного топлива.

В случае гидроэнергетики наибольший вклад в показатель землепользования дают земли, используемые для создания водохранилищ. При этом наибольшую эффективность с точки зрения использования земельных ресурсов показывают атомная и газовая генерации, а также ветроэнергетика, где допускается использование земель под ветрогенераторами для сельскохозяйственных нужд.

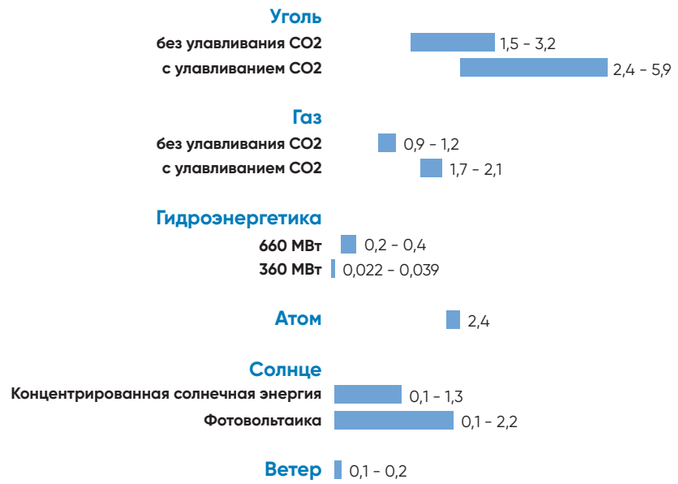
Рис. 20. Использование земель, включая сельскохозяйственные и городские, на всем жизненном цикле производства электроэнергии в 2020 году (м2/МВт·ч)



Источник данных: Европейская экономическая комиссия ООН (UNECE)

Наибольшие объемы воды забирают тепловые станции, особенно угольные, которые, превращая ее в пар, заставляют вращаться турбины, производящие электричество. Вода также используется для охлаждения отработанного пара, различных узлов и агрегатов и в других технологических процессах. В случае ГЭС при производстве электроэнергии вода возвращается в окружающую среду без изменения ее физических свойств, поэтому в данном показателе не учитывается. Из всех возобновляемых видов энергетики наибольший водный след имеет фотовольтаика с использованием поликристаллических солнечных панелей из кремния.

Рис. 21. Использование воды на всем жизненном цикле производства электроэнергии в 2020 году (л/кВт·ч)



Источник данных: Европейская экономическая комиссия ООН (UNECE)

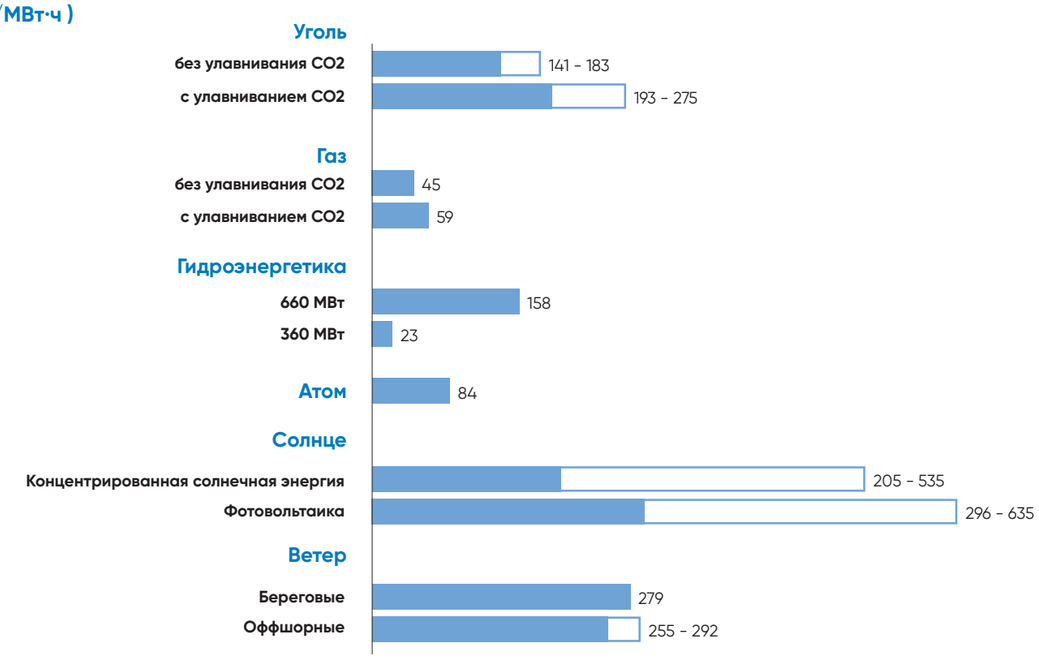
Потребление наибольших объемов минеральных ресурсов связано с созданием объектов ВИЭ на основе солнца и ветра. Как отмечается в исследовании компании McKinsey[33], для выработки одного ТВт·ч солнечной электроэнергии необходимо использовать на 300% больше таких металлов, как сталь, медь, никель и цинк, по сравнению с газовой генерацией. В случае ветроэнергетики этот показатель будет превышать использование металлов для выработки электроэнергии из природного газа на 200%.

При производстве солнечных панелей и ветряных турбин также необходимо использовать критически важное минеральное сырье, в том числе редкие и редкоземельные металлы. Например, неодим применяется в постоянных магнитах, необходимых для эффективной работы ветровых турбин.

Литий, кобальт и никель используются в аккумуляторах литийионных батарей для хранения энергии. Для фотовольтаики характерен высокий уровень потребления алюминия, меди и кремния.

Среди возобновляемых видов электрогенерации наименьшие потребности в минеральном сырье характерны для гидроэнергетики. При строительстве и эксплуатации ГЭС не используются редкие и редкоземельные металлы, а потребности в меди, марганце и никеле минимальны. При этом объемы цемента и бетона, необходимые для создания гидроэнергетических объектов, превышают потребности других видов электроэнергетики. Низкая материалоемкость также является преимуществом атомной энергетики, где в основном используются хром, медь, никель, гафний и иттрий.

Рис. 22. Использование минеральных ресурсов* на всем жизненном цикле производства электроэнергии (г/МВт·ч)



** Алюминий, хром, кобальт, медь, марганец, молибден, никель, кремний, цинк.*
Правая часть столбцов, не выделенная сплошной заливкой, отражает разницу в объеме использования минеральных ресурсов в зависимости от применяемой технологии производства электроэнергии.

Для полного перехода к «чистой» энергетике производство некоторых видов минерального сырья необходимо будет увеличить в десятки раз, что может привести к его дефициту на рынке. Так, консалтинговая компания Rystad Energy прогнозирует дефицит меди к 2030 году в размере около 6 млн тонн, что эквивалентно 28% от текущего объема ее мирового производства. Кроме того, в 2035-2045 гг. ожидается полное истощение запасов меди на действующих в настоящее время рудниках, что еще больше усилит тенденцию к росту цен на данное сырье[34]. По оценкам компании McKinsey, для достижения цели по удержанию глобального потепления в пределах 1,5°C необходимо будет как минимум удвоить добычу меди и никеля, что потребует к 2030 году $250-350 млрд инвестиций.

[33] https://www.mckinsey.com/industries/metals-and-mining/our-insights/the-raw-materials-challenge-how-the-metals-and-mining-setor-will-be-at-the-core-of-enabling-the-energy-transition

[34] https://gazprombank.investments/blog/economics/market-copper/

Таб. 3. Потребности в минеральных ресурсах, критически важных для перехода к низкоуглеродной экономике

	Гидро-энергетика	Атомная энергетика	Концентри-рованная солнечная энергия	Фотовольтаика	Ветро-энергетика
Сталь	+++	+++	+++	+++	+++
Медь	+		+	+++	+++
Алюминий	+		+++	+++	+
Никель		+	+	+	+
Цинк	+		+	+	+++
Диспрозий					+++
Неодим					+++
Прасеодим					+++
Тербий					+++
Кремний				+++	
Серебро				+++	
Кадмий				+++	
Галий				+++	
Теллур				+++	
Марганец					+
Уран		+++			

Источник данных: McKinsey, How the metals and mining sector will be at the core of enabling the energy transition

На основе проведенного анализа можно сделать вывод о том, что одним из основных факторов негативного воздействия на состояние окружающей среды возобновляемой энергетики на основе ветра и солнца является высокий уровень потребления минерально-сырьевых ресурсов, в том числе критически важных металлов. Кроме того, для функционирования большинства энергосистем, основанных на ВИЭ, требуется гораздо больше земельных ресурсов по сравнению с традиционными видами генерации. Выработка каждого вида ВИЭ также приводит к возникновению специфических негативных экологических эффектов, описанных более детально в таб. 4.

Таб. 4. Особенности экологического воздействия различных видов электрогенерации на основе возобновляемых источников

Гидроэнергетика	Гидроэнергетику отличает незначительный уровень негативного экологического воздействия в его традиционном понимании, что объясняется низким уровнем выбросов вредных веществ, связанных с созданием и эксплуатацией объектов гидроэнергетики. Однако строительство плотинных ГЭС часто приводит к другим негативным последствиям, включая нарушение экологического баланса водоемов, создание препятствий для свободной миграции рыб и нарушение естественных нерестилищ, изменение уровня грунтовых вод и засоление почв, геологические трансформации ландшафтов. Кроме того, в зоне затопления нередко оказываются леса, сельскохозяйственные угодья и населенные пункты, что приводит к существенным изменениям в условиях жизни и ведения хозяйственной деятельности на прилегающих к ГЭС территориях.
Солнечная энергетика	Один из основных факторов нагрузки на окружающую среду, связанный с солнечной генерацией, обусловлен использованием при производстве солнечных панелей токсичных химических веществ, таких как селен, кадмий, свинец и ртуть. Этот процесс также требует большого количества энергии и воды. Не менее остро стоит проблема утилизации солнечных панелей, технологии которой все еще находятся в стадии разработки. В результате сегодня одними из самых распространенных способов утилизации являются сжигание солнечных панелей либо их захоронение на полигонах. Кроме того, размещение объектов солнечной энергетики требует использования больших площадей земли, что может приводить к уничтожению экосистем и нарушению биоразнообразия. К нежелательным экологическим последствиям эксплуатации СЭС также относится мощный нагрев воздуха в результате прохождения солнечного излучения через отражатели. Это приводит к изменениям влажности, теплового баланса и направлений ветров.
Ветроэнергетика	Одна из основных экологических проблем, связанных с эксплуатацией ВЭС, – необходимость утилизации лопастей ветрогенераторов, масса которых в среднем составляет 12,5 тонн, длина может достигать более 100 м, а средний срок службы не превышает 20 лет. Они изготовлены из сложных композитных материалов, обеспечивающих особую прочность, но при этом технологии их утилизации еще недостаточно развиты и недоступны в промышленных масштабах. В результате лопасти, как правило, захораниваются[25]. Согласно недавнему исследованию, к 2050 году масса таких отходов может составить 43 млн тонн[36]. Кроме того, при транспортировке лопастей до места сборки и утилизации сжигается значительное количество топлива, что также наносит ущерб окружающей среде. Кроме того, размещение объектов ветрогенерации приводит к индустриализации сельских территорий и наносит ущерб биоразнообразию. В число эксплуатационных недостатков ВЭС входит высокий уровень шума, длительное воздействие которого причиняет вред живым организмам.

Источник данных: составлено авторами

[35] https://www.vedomosti.ru/ecology/esg/articles/2023/08/28/992262-problemu-utilizatsii-lopastei-vetryanih-turbin-pomogut-reshit-bambuk-i-gribi

[36] https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S092134492100046X

2.1.3. Себестоимость производства электроэнергии

Одним из важнейших критериев, определяющих доступность электроэнергии для населения и развития экономики, является уровень затрат на ее выработку. Для сравнения себестоимости различных источников генерации обычно используется показатель Levelized Cost of Electricity (LCOE), который отражает полную приведенную стоимость электроэнергии с учетом всех затрат, включая капитальные затраты на строительство энергетических объектов и операционные затраты на этапе их эксплуатации, в том числе стоимость топлива в случае традиционных видов генерации. При этом нужно учитывать, что в основу расчетов LCOE закладываются параметры стоимости ресурсов и технологий, имеющие страновую специфику. Поэтому результаты расчетов LCOE в разных странах будут существенно отличаться.

На рис. 23 представлена динамика изменения стоимости выработки электроэнергии на основании данных международной консалтинговой компании Lazard[37], осуществлявшей расчет показателя LCOE с 2009 по 2023 гг. За этот период довольно четко прослеживается тенденция к снижению стоимости производства энергии на основе природного газа, при этом LCOE угольной генерации оставался почти на одном уровне. Одновременно с этим себестоимость выработки атомной электроэнергии заметно росла, что объясняется ужесточением требований к обеспечению безопасности работы АЭС. Кроме того, в мире строится не так много новых АЭС, поскольку это требует огромных инвестиций и уникальных компетенций, что удорожает цепочки поставок и тормозит развитие технологий.

Рис. 23. Изменение средней стоимости выработки электроэнергии в 2009-2023 гг. ($/МВт·ч)

Источник данных: Lazard Levelized Cost of Energy, Version 16.0, April 2023

Наиболее заметные изменения показателя LCOE произошли в сегменте ВИЭ, стоимость выработки которой кардинально снизилась. Это особенно четко прослеживается применительно к фотовольтаике, стоимость выработки МВт·ч которой упала с $359 в 2009 году до $60 в 2023 году. Такое резкое снижение стало возможным благодаря совершенствованию технологий, экономии за счет масштаба применения, а также растущей конкуренции в цепочках поставок.

При этом, как отмечает Международное агентство по возобновляемым источникам энергии IRENA[38], после минимума в середине 2020 года цены на солнечные модули и ветряные турбины с 2021 года начали расти. Одно из объяснений – увеличение стоимости сырья, особенно стали, меди, кремния и алюминия. На стоимость возобновляемой энергетики также оказывают существенное влияние транспортные расходы на доставку оборудования, производство которого главным образом сконцентрировано в

[37] https://www.lazard.com/media/2ozoovyg/lazards-lcoeplus-april-2023.pdf

[38] https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Power_Generation_Costs_2021.pdf?rev=34c22a4b244d434da0accde7de7c73d8

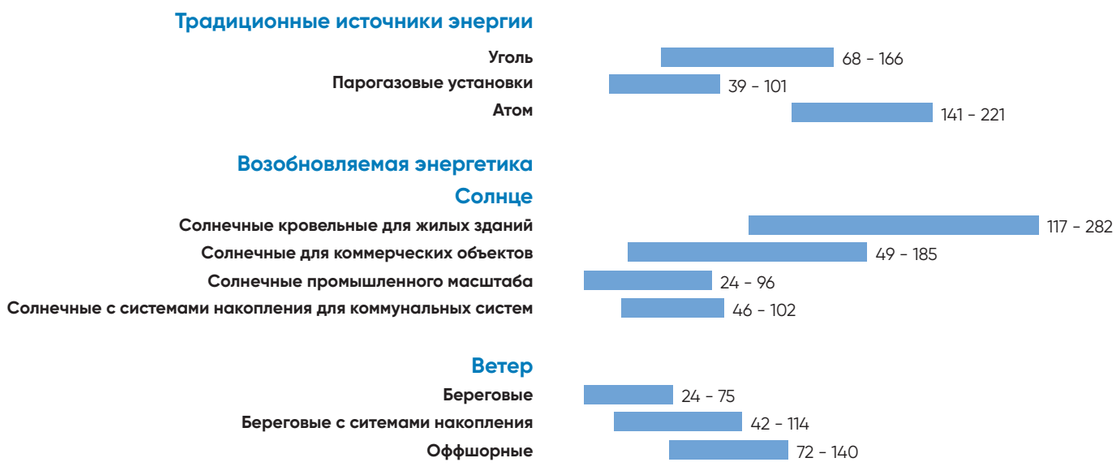
Китае, а также стоимость рабочей силы в основных азиатских странах-производителях. С наибольшими сложностями за пределами Китая сталкивается ветроэнергетика, что обусловлено сбоями в цепочке поставок и длительными сроками выдачи разрешений.

За последние десятилетия отдельные технологии ВИЭ при определенных обстоятельствах уже вышли на уровень экономической конкурентоспособности с традиционными видами генерации. Однако эта тенденция в основном характерна для стран G20, и ключевыми словами здесь являются «при определенных обстоятельствах». Но в разных частях мира эти обстоятельства различаются, что заставляет задуматься о том, во сколько обойдется развитие ВИЭ тем странам, которые вынуждены закупать оборудование и технологии за рубежом? Хорошая ли это альтернатива, если в стране есть собственные запасы ископаемого топлива? Как решать проблему бесперебойности энергоснабжения с учетом того, что большинство ВИЭ не могут гарантировать одинаковый уровень выработки энергии на постоянной основе? Вот только часть вопросов, влияющих на экономическую эффективность ВИЭ на национальном уровне.

Показатели LCOE и их динамика в сегменте ВИЭ существенно различаются в разных странах в зависимости от зрелости рынка, наличия ресурсов и местных условий финансирования. Как отмечает агентство IRENA, снижение цен на производство ВИЭ происходит не везде. Так, в 2021 году затраты на установку солнечных панелей выросли на трех из 25 крупнейших рынков ВИЭ, например, в Испании. В случае наземных ветроустановок такая картина наблюдалась на 7 из 25 рынков.

Среди видов генерации на основе ископаемого топлива наилучшие показатели эффективности по уровню затрат на выработку энергии фиксируются в газовой отрасли. При этом себестоимость традиционной электроэнергетики в значительной степени зависит от стоимости сырья. Так, в случае газовой генерации расходы на топливо могут достигать 50% от общей стоимости выработки энергии, угольной генерации – около 20%. Это приводит у тому, что рост цен на энергоносители, в особенности на газ, наметившийся в последнее время, снижает рентабельность традиционной энергетики. Прежде всего это касается стран, не имеющих собственных запасов ископаемого топлива и вынужденных его экспортировать.

Рис. 24. Полная приведенная стоимость электроэнергии без учета субсидий в 2023 году ($/МВт·ч)



Источник данных: Lazard Levelized Cost of Energy, Version 16.0, April 2023

Помимо показателя LCOE, на экономическую эффективность различных видов электрогенерации также оказывают влияние дополнительные факторы, которые будут рассмотрены ниже. Важным преимуществом электростанций, работающих на ископаемом топливе, является более длительный срок службы по сравнению с СЭС и ВЭС. В среднем газовые и угольные электростанции эксплуатируются около 30-40 лет, солнечные и ветровые – около 25 лет. ГЭС благодаря своей простоте и надежности служат до 100 лет, что делает их особенно привлекательными для инвесторов, ищущих долгосрочные и стабильные источники дохода. АЭС также имеют длительный срок службы – до 60 лет, что позволяет компенсировать высокие затраты на их строительство[39].

[39] https://www.statista.com/statistics/1264727/global-low-carbon-energy-sources-and-power-plants-lifespan-by-type/

Одним из основных недостатков солнечной и ветроэнергетики является их меньшая надежность в связи с зависимостью от погодных условий. При этом в последнее время непредсказуемость ВИЭ все больше усиливается по мере нарастания климатических изменений. Так, для солнечной энергетики характерно расхождение периодов пиковой выработки и пикового спроса. ВЭС иногда могут показывать хорошую выработку ночью и низкую днем или в отдельные месяцы почти нулевое производство на протяжении более недели.

Прерывистый цикл подачи солнечной и ветровой энергии приводит к необходимости создания систем хранения энергии и/или резервных мощностей, работающих на ископаемом топливе. И если небольшая доля ВИЭ достаточно безболезненно встраивается в энергобаланс, то ее рост требует изменения в организации работы всей энергосистемы. Чем выше показатели по доле ВИЭ, тем выше затраты традиционной генерации в таких системах из-за большей потребности в достаточно дорогих решениях по накоплению электроэнергии и/или резервной генерации. Если же рассматривать вариант со 100% долей ВИЭ без создания резервных мощностей, то простого перераспределения энергии между дневными режимами производства и потребления будет уже недостаточно. Для того чтобы такая система стабильно работала, нужно будет иметь возможности хранения энергии более 10 дней[40].

Такого рода издержки на создание дополнительной сложной инфраструктуры, компенсирующей прерывистый цикл генерации ВИЭ, не учитываются при расчете показателя LCOE, что снижает его объективность. Таким образом, с учетом системных эффектов, включая бесперебойность генерации, ископаемые виды топлива все еще остаются одними из наиболее экономически доступных источников устойчивого энергоснабжения.

Важным преимуществом генерации на основе ископаемого топлива, а также атомной энергетики, является возможность совместного производства электрической и тепловой энергии (когенерация). Данный процесс основан на утилизации попутного тепла, вырабатываемого ТЭС и АЭС, для обеспечения отопления и горячего водоснабжения, что невозможно в случае ВИЭ. Когенерация является наиболее экономически целесообразным способом выработки энергоресурсов, повышая их общий КПД до 90%. Она активно используется в современных энергетических системах на городских теплоэлектроцентралях, осуществляющих централизованное электро- и теплоснабжение большого числа потребителей, обеспечивая стабильные и низкие тарифы.

2.1.4. Техногенные риски в электроэнергетике

Активное использование электроэнергии во всех сферах деятельности человека приводит к увеличению риска аварий в процессе ее производства. Их масштабы и последствия чрезвычайно разнообразны: от незначительных инцидентов до масштабных катастроф, приводящих к человеческим жертвам, материальным потерям, а также наносящих ощутимый вред окружающей среде. При этом наибольший общественный резонанс получают крупные аварии на АЭС и ГЭС, что всякий раз заставляет говорить об общественной приемлемости атомной и гидроэнергетики.

Насколько обоснованы страхи человечества перед определенными видами энергии? Как часто происходят крупные аварии на ГЭС и АЭС и каковы их разрушительные последствия? Насколько они превосходят риски, связанные с эксплуатацией других энергетических объектов и инфраструктуры? А что происходит при масштабных отключениях электроэнергии и чем они чреваты для экономики и обеспечения безопасности?

Вопрос о том, насколько обоснованы опасения, связанные с атомной и гидроэнергетикой, был проанализирован в исследовании «Баланс между безопасностью и устойчивостью: оценка риска аварий для современных низкоуглеродных энергетических систем»[41]. Исследователи изучили 686 аварий, произошедших за период 1950-2014 гг. в низкоуглеродных сегментах электроэнергетики. В ходе исследования были проанализированы происшествия, произошедшие на всем жизненном цикле производства электроэнергии, которые привели гибели 182 тыс. человек и материальному ущербу на сумму $265,1 млрд. Однако к интерпретации результатов исследования нужно относиться достаточно осторожно, с поправкой на то, что солнечная и ветроэнергетика начали активно развиваться только с начала XXI века, тогда как у атомной и гидроэнергетики была более продолжительная история. Тем не менее полученные в ходе исследования данные позволяют проследить основные тенденции.

[40] https://www.eriras.ru/files/prognoz-2024.pdf

[41] https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652615009877

Таб. 5. Аварии, связанные с низкоуглеродной энергетикой, в 1950-2014 гг.

	Гидроэнергетика	Атомная энергетика	Ветроэнергетика	Солнечная энергетика
Количество аварий	26	172	335	7
Количество инцидентов со смертельным исходом	177 665	4 803	126	13
Материальный ущерб ($ млн)	21 080,2	240 854,3	793,74	20,8

Источник данных: Исследование Balancing safety with sustainability: assessing the risk of accidents for modern low-carbon energy systems

Аварийные ситуации чаще всего связаны с эксплуатацией объектов ветрогенерации. На их долю приходится почти половина всех инцидентов, проанализированных в ходе исследования. При этом за период с 1990 по 2013 гг. частота таких аварий составила 0,092 случаев на один ТВт·ч выработанной электроэнергии. Большинство из них не приводит к серьезным человеческим и финансовым потерям. Как правило, такие аварии вызваны возгораниями или неисправностями лопастей. Самый серьезный инцидент произошел при столкновении грузовика, перевозящего башню ветроустановки, с автобусом. Однако, если оценивать количество смертельных случаев на выработку одного ТВт·ч электроэнергии, ветроэнергетика выходит на первое место.

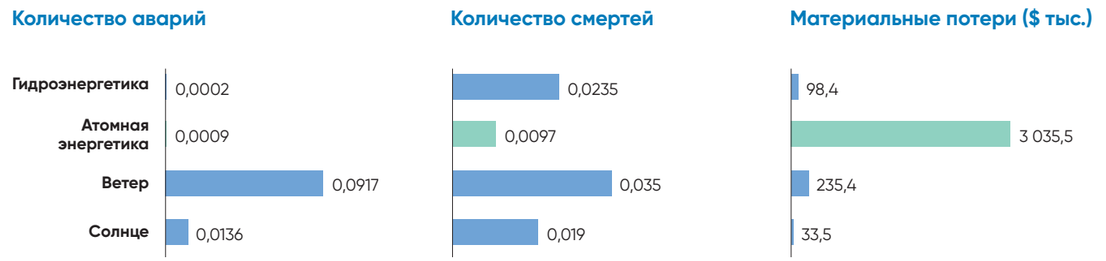
В абсолютном выражении наибольшее количество человеческих жертв возникает в результате аварий на объектах гидроэнергетики. Их причинами, как правило, становятся природные катаклизмы, такие как наводнения и цунами. Самая крупная катастрофа в гидроэнергетике произошла в 1975 году в Китае, когда в результате прорыва плотины Баньцяо погибла 171 тыс. человек. Печальную статистику также пополнила масштабная авария на Саяно-Шушенской ГЭС в 2009 году. Она была вызвана серьезными ошибками в эксплуатации станции, в результате которых погибли 75 человек и нанесен значительный ущерб оборудованию и помещениям станции.

К наиболее ощутимым материальным потерям приводят аварии в атомной энергетике. Ущерб, возникший в результате аварий на АЭС 1950-2014 гг., оценивается в $240,8 млрд, что составляет 90,8% общей суммы потерь вследствие инцидентов, связанных с низкоулеродной энергетикой. В результате всех аварий на АЭС погибло около 4800 человек. При этом на единицу выработки электроэнергии у атомной энергетики этот показатель одни из самых низких. Самыми серьезными авариями стали взрыв на Чернобыльской АЭС, в результате которого от лучевой болезни пострадали более 100 тыс. человек и возникла 30-километровая зона отчуждения, а также авария на «Фукусиме-1», приведшая к появлению 20-километровой зоны отчуждения.

В процессе производства энергии из угля наибольшие риски возникают при его добыче. Исторически эта деятельность являлась одной из наиболее опасных. Аварии при добыче угля происходят из-за утечек ядовитых и взрывоопасных газов, обрушения забоев, сейсмичности, вызванной горными работами, неправильно используемого или неисправного оборудования, нарушения техники безопасности.

В разные годы катастрофы на угольных шахтах, в том числе с человеческими жертвами, происходили в Австралии, Канаде, Великобритании, США, России, Индии и других угледобывающих странах. Особенно много инцидентов произошло в Китае. Это прежде всего связано с тем, что добыча угля в КНР даже в XXI веке продолжала вестись на небольших шахтах кустарным методом с минимальным использованием оборудования и без какой-либо техники безопасности. По оценкам экспертов, в период с 1949 по 2010 гг. общее число погибших при

Рис.25. Аварии в низкоуглеродной энергетике в 1990-2013 гг. (частота на выработку ТВт·ч)



Источник данных: Исследование Balancing safety with sustainability: assessing the risk of accidents for modern low-carbon energy systems

добыче угля в КНР оценивается в 250 тыс. человек[42]. Помимо этого, деятельность по добыче угля связана с опасностью разливов угольного шлама, создающих угрозу масштабного загрязнения систем водоснабжения и человеческих жертв. Риски значительных катастроф также возникают на этапе транспортировки угля на большие расстояния. Так, в 2010 году китайский сухогруз для перевозки угля врезался в Большой Барьерный риф у берегов Австралии, что привело к его физическому повреждению и разливу около 300 тыс. галлонов мазута.

Наибольшие риски в производственной цепочке по выработке энергии из природного газа связаны с его утечками при транспортировке. Они могут приводить к серьезным взрывам и пожарам, а также загрязнению окружающей среды, создавая угрозы для жизни человека и биоразнообразия. Аварии на трубопроводах в основном происходят в связи с износом оборудования и коррозией металла труб, ошибками при строительстве и эксплуатации, а также механическими повреждениями.

Эта проблема чрезвычайно актуальна для России, обладающей одной из самых протяженных в мире сетей трубопроводов. Как стало известно СМИ, в 2020–2022 гг. на российских газопроводах произошло 47 аварий. Одна из наиболее резонансных вызвана утечкой газа на магистральном газопроводе «Уренгой – Помары – Ужгород» вблизи деревни Ямбахтино Вурнарского района Чувашии. В результате аварии произошло масштабное возгорание, погибло три сотрудника газовой службы, еще один получил травму [43].

В заключение нельзя не отметить существенные риски для экономики и обеспечения безопасности населения, возникающие в случае масштабных аварийных отключений энергоснабжения. Так, в результате крупнейшей в истории аварии в энергосистеме Индии в июле 2012 года на несколько часов была отключена подача электроэнергии в 14 штатах, что затронуло свыше 620 млн человек. Несколько десятков тысяч человек оказались заблокированы в поездах метро и лифтах, было нарушено железнодорожное сообщение и парализована работа многих коммерческих и государственных организаций. Около 200 шахтеров оказались заблокированы в шахтах.

Еще одно массовое отключение электроснабжения произошло в 1977 году в Нью-Йорке в результате удара молнии в подстанцию близи реки Гудзон. Данное отключение сопровождалось массовыми грабежами и прочими беспорядками. Чтобы отвлечь внимание полицейских, мародеры поджигали здания. В городе было зарегистрировано 1077 поджогов, при тушении которых пострадали более ста пожарных. В городе было объявлено чрезвычайное положение. За ночь полицией было арестовано как минимум 3,8 тыс. человек[44].

Крупнейшее отключение электроэнергии в истории России произошло в мае 2005 года в московском регионе. Энергокризис стал следствием пожара и взрыва на электроподстанции «Чагино», что вывело из строя подключенные к станции ЛЭП и дало толчок к каскадному отключению электроэнергии в Москве и Московской области, а также в Калужской, Рязанской и Тульской областях. Последствия отключения ощутили на себе около 7 млн человек. Без электричества остались 28 медицинских учреждений. Остановились поезда метро, 37 пассажирских, 700 пригородных и 125 товарных поездов. Произошел несанкционированный сброс сточных вод с очистных сооружений в Москва-реку. На птицефабриках Петелино и Тульская погибли более 1 млн кур. В доменных печах Ступинского металлургического комбината застыл расплавленный никель. Только в Москве к работам по обеспечению жизнедеятельности было привлечено более 12 тыс. человек и свыше 2 тыс. единиц техники. По оценкам Правительства Москвы, ущерб составил 1,7 млрд руб., Московской области – 504 млн руб., Тульской области – 436,8 млн руб[45].

[42] https://www.nytimes.com/2007/06/19/business/worldbusiness/19iht-rnrgcoal.1.6204819.html
[43] https://oilcapital.ru/news/2022-12-23/gazoprovody-pod-udarom-2623441
[44] https://investfuture.ru/news/id/top-10-samyh-strashnyh-blekautov-v-mire
[45] https://tass.ru/info/1992764

Выводы по разделу

Электроэнергетику характеризует широкий спектр воздействий на окружающую среду и качество жизни, которые не ограничиваются выбросами парниковых газов. К ним относятся загрязнение атмосферного воздуха, водных объектов и почв, возникающее на всех стадиях генерации электроэнергии, начиная от добычи сырья и материалов и заканчивая утилизацией отходов производства. Определенные виды электрогенерации также отличает высокий уровень опасности в случае возникновения техногенных катастроф.

Весь этот пул факторов необходимо учитывать в комплексе при оценке уровня негативного воздействия того или иного вида электрогенерации. Не менее важное значение имеет себестоимость выработки электроэнергии, определяющая ее доступность для населения и развития экономики.

Безусловным преимуществом возобновляемой энергетики является минимальный уровень выбросов загрязняющих веществ, в том числе парниковых газов, в атмосферу. Однако на полном жизненном цикле по интенсивности воздействия на окружающую среду по ряду показателей ВИЭ даже превосходит традиционную энергетику. К ним относится потребление минерально-сырьевых ресурсов, в том числе критически важных металлов, в процессе производства оборудования, а также проблемы, связанные с утилизацией солнечных панелей и ветроустановок.

Среди наиболее экологически чистых и низкоуглеродных видов генерация особое место занимает гидроэнергетика, к преимуществам которой также относятся длительные сроки эксплуатации ГЭС, достигающие 100 лет. Основные экологические риски в гидроэнергетике связаны с созданием водохранилищ, что приводит к нарушению экосистем и изменениям в условиях ведения хозяйственной деятельности. Эксплуатация ГЭС также сопряжена с опасностью техногенных катастроф с большим количеством человеческих жертв.

Одно из важнейших преимуществ атомной энергетики – почти нулевой уровень выбросов CO2 и других загрязняющих веществ в атмосферу. Однако эксплуатация АЭС несет потенциальные риски радиоактивного загрязнения, связанные с добычей и переработкой урановой руды и утилизацией отработанного топлива. Большую общественную обеспокоенность также вызывает опасность аварий на АЭС. Кроме того, препятствием к более широкому распространению атомной энергетики являются значительные инвестиции и длительные сроки строительства АЭС. Это приводит к тому, что в отличие от других видов генерации себестоимость атомной энергии не только не снижается, но даже растет.

Традиционная энергетика, основанная на использовании ископаемого топлива, обладает существенными преимуществами в области экономической эффективности, материалоемкости и использования земельных ресурсов. Кроме того, тепловые электростанции и АЭС могут использоваться для когенерации электрической и тепловой энергии, что повышает КПД процесса до 90% и имеет важное значение для обеспечения централизованного электро- и теплоснабжения большого числа потребителей. Однако недостатки, связанные с высоким уровнем негативного экологического и климатического воздействия, имеющиеся у газовой и особенно угольной генерации, требуют снижения за счет внедрения более эффективных технологий.

По показателям экономической эффективности конкуренцию традиционным видам электрогенерации уже могут составить солнечная и ветроэнергетика, себестоимость выработки которых заметно снижается. Однако генерация ВИЭ носит прерывистый характер и зависит от погодных условий. Покрытие возникающих провалов требует создания систем хранения энергии или резервных мощностей, что требует существенных инвестиций. Таким образом, с учетом системных эффектов, включая бесперебойность генерации, ископаемые виды топлива все еще остаются одними из наиболее экономически доступных источников устойчивого энергоснабжения.

2.2. Технологии энергетики будущего

В предыдущей части бюллетеня разные направления электроэнергетики были рассмотрены с точки зрения их воздействия на экологию и климат, а также экономической эффективности и безопасности. Достичь баланса между этим противоречивыми требованиями всегда непросто. Так, дополнительные меры по обеспечению безопасности неизбежно влекут за собой удорожание технологий. Большая экологичность и климатическая нейтральность, достигаемая за счет развития ВИЭ, снижает параметры надежности и экономической эффективности энергосистем. Тем не менее работы по совершенствованию технологий выработки электроэнергии непрерывно ведутся по всем направлениям.

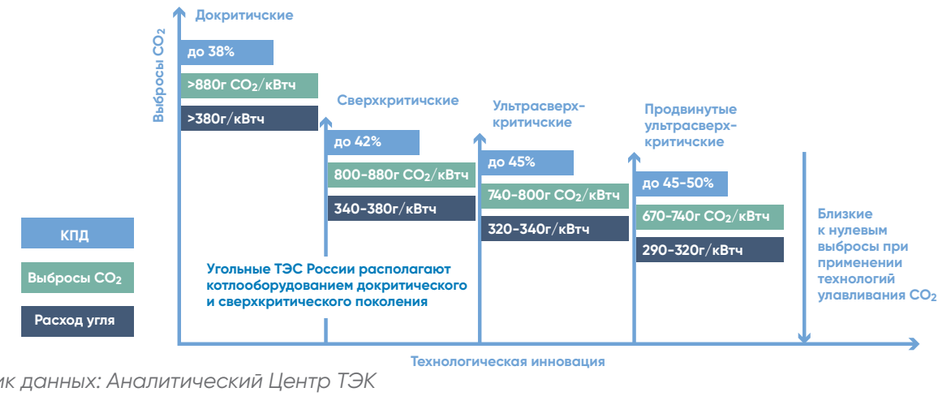
В данном разделе бюллетеня будут рассмотрены основные технологические прорывы, которые позволяют решать наиболее острые проблемы, связанные с генерацией электроэнергии. Эти проблемы специфичны для каждого источника энергии. Так, уголь и газ, составляющие основу современной энергетики, оказывают наибольшее негативное влияние на окружающую среду и климат. Возобновляемые источники энергии пока не достигают таких параметров КПД, как тепловая генерация. Атомная энергетика уступает всем другим видам генерации по экономической рентабельности. Но, как показывает практика, решение или хотя бы снижение остроты этих и многих других проблем, связанных с выработкой электроэнергии, зависит от развития технологий.

2.2.1. Угольная генерация

Эффективность технологий угольной генерации определяется условиями работы паровых котлов ТЭС. Важнейшим фактором при этом является критическое давление воды, при котором она преобразуется в пар. На докритических угольных ТЭС давление в паровых котлах остается ниже 221 бар, а температура воды не превышает 550 градусов Цельсия. На сверхкритических ТЭС давление и температура не могут быть выше 243 бар и 565 градусов Цельсия. На ультрасверхкритических ТЭС давление достигает 320 бар, а температура поднимается до 600-610 градусов Цельсия.

В результате КПД ультрасверхкритических угольных ТЭС, показывающий эффективность преобразования тепловой энергии в электрическую, достигает 44-46%, в то время как КПД сверхкритических ТЭС составляет 37-40%, докритических – только 33-37%. Повышение КПД генерации электроэнергии сопровождается снижением количества угля, необходимого для ее производства. Это, в свою очередь, приводит к снижению выбросов парниковых газов и других загрязняющих веществ в атмосферу с ростом КПД, что определяет наибольшую экологическую и климатическую эффективность ультрасверхкритических угольных ТЭС.

Рис. 26. Технологический потенциал угольной генерации в области сокращения выбросов парниковых газов



Источник данных: Аналитический Центр ТЭК

Технология ультрасверхкритических угольных ТЭС получила наибольшее распространение в Китае. Сегодня в КНР строится намного больше современных и наименее углеродоемких угольных ТЭС, чем во всем остальном мире. Так, доля ультрасверхкритических угольных ТЭС в общем объеме мощностей угольных ТЭС, строящихся в Китае, достигает 93%. Во всем остальном мире этот показатель составляет только 19%. Одновременно с этим доля наиболее углеродоемких докритических угольных ТЭС в сегменте строящихся ТЭС в КНР не превышает 1%, в то время как во всем остальном мире таких ТЭС 9%. Таким образом, решая вопрос топливной и углеродной эффективности, Китай подошел к ситуации, когда именно он будет определять стандарты технологий будущего угольной генерации, что гарантирует для продукции энергомашиностроения КНР обширный рынок сбыта на длительный период.

Рис. 27. Технологии угольной электрогенерации, используемые в КНР и остальном мире

Источник данных: Global Energy Monitor

2.2.2. Газовая генерация

Газ является самым чистым углеводородным источником энергии. По итогам COP28 он был назван «переходным топливом» для «облегчения энергоперехода». Тем не менее вопросы повышения топливной эффективности газовой генерации и, соответственно, снижения ее углеродоемкости продолжают активно обсуждаться.

Для выработки электроэнергии на тепловых электростанциях широкое применение получили паросиловые установки (ПСУ), внутреннее устройство которых не менялось уже больше века. Их принцип действия прост – в котле горит топливо (газ, заменяемый, в случае необходимости, на уголь), отдавая жар трубам с дистиллированной водой. В этих трубах вода превращается в пар, который подается в турбину под большим давлением. КПД современных паросиловых установок достигает 40–42%.

Существенно более высокими характеристиками обладают парогазовые установки (ПГУ), или установки комбинированного цикла (combined cycle), сочетающие газовую и паровую турбины. В газотурбинной установке турбину вращают газообразные продукты сгорания природного газа, мазута и других видов топлива. На одном валу с турбиной находится генератор, который за счет вращения ротора вырабатывает электрический ток. Проходя через газовую турбину и отдавая ей часть своей энергии, продукты сгорания на выходе из газовой турбины попадают в паросиловую установку, где нагревают воду, а образующийся водяной пар используется в паровой турбине, которая приводит в действие другой электрогенератор.

Существуют парогазовые установки, у которых паровая и газовая турбины находятся на одном валу, в этом случае устанавливается только один генератор. Электростанции комбинированного типа на базе парогазовых установок обладают очень высоким КПД – 58%[46]. При этом наибольший КПД и, соответственно, наименьшую удельную углеродоемкость имеют установки когенерации, которые одновременно вырабатывают электроэнергию и тепло. В таких установках коэффициент использования топлива может достигать 77%[47].

[46] https://elport.ru/articles/elektrostantsii_kombinirovannogo_tsikla

[47] https://energypolicy.ru/dekarbonizacziya-otraslej-tek-reshenie-klimaticheskih-zadach-bez-ushherba-dlya-energobezopasnosti/business/2024/15/12/

2.2.3. Атомная энергетика

Основные достоинства атомной энергетики – нулевая эмиссия парниковых газов и отсутствие выбросов загрязняющих веществ в окружающую среду при штатной работе АЭС, а также их длительный жизненный цикл. В то же время обоснованный страх перед возможными катастрофическими последствиями в случае нештатных ситуаций вызвал резкое повышение требований к безопасности АЭС. Результатом стало существенное удорожание строительства, поставившее под вопрос экономическую эффективность атомной энергетики. Резко возросшая стоимость крупных энергоблоков сделала строительство АЭС затруднительным для стран с низким уровнем дохода, большинство из которых относятся к наиболее энергодефицитным.

Технологии, которые определят будущее атомной энергетики, должны решить проблему безопасности и одновременно повысить экономическую привлекательность атомной генерации. Одно из таких перспективных направлений технологического развития – реакторы на быстрых нейтронах, которые позволяют превращать обедненный уран и отработавшее ядерное топливо в новое топливо для АЭС, образуя замкнутый ядерный цикл. В результате вместо доступных ныне 3% используется около 30% потенциала ядерного топлива.

Кроме того, реакторы на быстрых нейтронах позволяют относительно безопасно избавиться от самых активных и долгоживущих изотопов в отработавшем ядерном топливе, значительно сократив срок его биологической опасности. В таких реакторах можно пережигать отработанное ядерное топливо «медленных» реакторов, переработка и хранение которого во всех других случаях создает серьезную проблему. Реакторы на быстрых нейтронах также являются более экологически чистыми и безопасными. К примеру, аварии типа чернобыльской на таких реакторах в принципе невозможны.

Первый энергоблок с реактором на быстрых нейтронах БН-350 был запущен в СССР в 1973 году и проработал в Актау до 1999 года. Второй энергоблок БН-600 был установлен на Белоярской АЭС в 1980 году и бесперебойно работает по сей день. Там же в 2015 году был запущен в эксплуатацию реактор нового поколения БН-800. При этом в настоящее время Россия остается единственной в мире страной, в структуре атомной энергетики которой присутствуют реакторы на быстрых нейтронах. Это создает для нашей атомной промышленности огромные перспективы разработки и эксплуатации таких реакторов как на внутреннем, так и на внешних рынках.

Для реакторов на быстрых нейтронах используется МОКС топливо, производство которого осуществляется только в России. Оно представляет собой смесь оксидов плутония, выделенного из отработавшего топлива, а также оксидов обедненного урана, который образуется как побочный продукт при производстве ядерного топлива на этапе обогащения урана. При этом в ближайшей перспективе МОКС-топливо может начать применяться в самых массовых реакторах типа ВВЭР, составляющих основу атомной энергетики в России и широко эксплуатирующихся за рубежом на АЭС российского дизайна. Соответствующие испытания уже проводятся Госкорпорацией «Росатом». По их результатам планируется обосновать эффективность и безопасность эксплуатации МОКС-топлива в реакторных установках типа ВВЭР.

Еще одна перспективная технология, разработку которой в настоящее время осуществляет Госкорпорация «Росатом», направлена на создание атомных станций малой мощности (АСММ). Они предназначены для удаленных районов с неразвитой сетевой инфраструктурой, в которых нецелесообразно сооружение более мощных АЭС. Станции малой мощности имеют ряд очевидных преимуществ. Они обеспечивают экологически чистое производство энергии и решают задачу энергонезависимости труднодоступных территорий, стабильно работая в режиме 24/7. Современные АСММ имеют высокий уровень безопасности, достигаемый за счет многоуровневых систем и барьеров-оболочек. АСММ также могут производить тепловую энергию, что важно для районов с холодным климатом.

В настоящее время ГК «Росатом» эксплуатирует единственную в мире действующую плавучую атомную теплоэлектростанцию (ПАТЭС) мощностью 70 МВт. Она размещена на базе плавучего энергоблока «Академик Ломоносов» в г. Певек Чукотского автономного округа. Госкорпорация также реализует проект сооружения первой в мире наземной АСММ в Усть-Янском районе Якутии. Ее ввод в эксплуатацию будет способствовать развитию промышленности и освоению месторождений полезных ископаемых Якутии, а также решению проблемы завоза топлива в этот северный регион. Кроме того, в рамках федерального проекта «Новая атомная энергетика, в том числе малые реакторы для удаленных территорий» ГК «Росатом» реализуется проект сооружения АСММ на базе РУ «Шельф-М» на Чукотке. Срок службы станции составит 60 лет, на одной загрузке топлива реактор сможет работать около восьми лет. Его тепловая мощность в 35 МВт позволит обеспечить генерацию до 10 МВт электроэнергии.

2.2.4. Гидроэнергетика

Технология преобразования энергии падающей или движущейся воды остается неизменной с конца XVIII века. Однако современные ГЭС делают это куда более эффективно за счет использования современных технологий цифрового проектирования, новых конструкционных материалов, а также новых технологий управления режимом работы гидроагрегата.

Использование современных технологий при модернизации ГЭС и замене гидроагрегатов позволяет добиться увеличения выработки электроэнергии на 8-10%. Так, в результате завершившейся в 2021 году в Норильске модернизации Усть-Хантайской ГЭС ее мощность увеличилась с 441 до 511 МВт. Масштабная реконструкция вывела этот энергообъект на принципиально новый уровень работы, отвечающий всем

современным техническим и экологическим требованиям[48].

Аналогичные задачи решаются компанией EN+ в рамках программы «Новая энергия» по модернизации ГЭС Ангарского и Енисейского каскадов. Программа нацелена на увеличение выработки электроэнергии при том же объеме воды, пропускаемом через гидротурбины. Повышение эффективности будет достигнуто за счет улучшения технических характеристик лопастей колес и использования новых материалов. При этом КПД при выработке электроэнергии увеличится на 8%. Благодаря модернизации также будут решаться задачи по повышению безопасности и надежности работы ГЭС и снижению износа генераторов[49].

Отдельное перспективное направление гидроэнергетики, которое может с успехом реализовываться на территории России, – развитие малых ГЭС мощностью до 50 МВт. Это позволяет использовать гидропотенциал малых рек для обеспечения электроэнергией труднодоступных регионов страны. Как правило, такие проекты демонстрируют высокий уровень эффективности, в том числе благодаря быстроте и относительной дешевизне строительства малых ГЭС. При этом в сфере малой гидроэнергетики Россия обладает полным технологическим суверенитетом.

2.2.5. Солнечная энергетика

Основные проблемы при эксплуатации солнечных электростанций связаны с их неритмичной работой, а также невысокой эффективностью преобразования солнечной энергии в электрическую. Оба эти недостатка ведут к низкому коэффициенту использования установленной мощности (КИУМ) солнечной генерации, а также к необходимости использования значительных площадей земли для размещения солнечных панелей, способных генерировать существенный поток электроэнергии. И если первая проблема неритмичности работы СЭС решения не имеет, то повышения эффективности преобразования солнечной энергии можно достичь за счет использования новых технологий.

Сегодня более 97,5% от общего объема производства фотоэлектрических элементов занимают технологии на основе кристаллов кремния (c-Si). Монокристаллические элементы (sc-Si), изготовленные из пластин методом выращивания монокристаллов, имеют эффективность преобразования солнечной энергии от 20% до 25%. Несколько более высокой эффективностью в 25-30% обладают тонкопленочные фотоэлектрические элементы. Они создаются путем нанесения очень тонких слоев полупроводниковых материалов на основу, такую как стекло, нержавеющая сталь или пластик.

Одновременно с этим продолжается активное развитие перовскитных и тандемных солнечных элементов. Так, перовскитные солнечные элементы демонстрируют быстрый рост эффективности, достигнув уровня 30%, благодаря улучшению материалов и технологий производства. Больше всего в развитие данной технологии инвестируют Китай, Великобритания, США и Германия. Тандемные солнечные элементы, сочетающие кремниевые и перовскитные слои, показывают еще более высокую эффективность, превышающую 30%. При этом сочетание этих элементов позволяет максимально эффективно использовать спектр солнечного света при его преобразовании в электроэнергию.[50]

О еще одном прорыве в солнечной энергетике сообщают немецкая компания Sunmaxx PVT и британская Oxford PV, разработавшие модуль когенерации солнечной и тепловой энергии. Модуль осуществляет выработку электроэнергии с помощью тандемных солнечных перовскит-кремниевых элементов, выработку тепла – за счет встроенных в устройство коллекторов. КПД генерации электроэнергии такого устройства составляет 26,6%, тепловой – 53,4%. Таким образом его суммарный КПД достигает 80%[51].

2.2.6. Ветроэнергетика

За последние сто лет технология преобразования энергии ветра в электроэнергию не претерпела принципиальных изменений. Однако постоянные точечные улучшения и инновации позволили существенно увеличить мощность ветроустановок и снизить удельную стоимость вырабатываемой ими электроэнергии. Так, за период с 2010 по 2021 гг. установленная мощность наземных ветроустановок увеличилась более чем в 4 раза с 178 до 769 ГВт. Кроме того, использование современных технологий регулирования угла наклона лопастей и их ориентации относительно воздушного потока позволило довести КИУМ ветроэлектростанций до уровня в 31%.

Основной толчок развитию ветроэнергетики дало увеличение размеров ветроустановок. Увеличение ротора ветроколеса в сочетании с большей высотой башни позволило устанавливать ветроустановки на территориях, обладающих меньшим ветропотенциалом. Это также создало возможность размещать ротор ветроустановок на высотах с преобладанием больших скоростей ветра. В результате эффективность использования ветроустановок возросла, а стоимость вырабатываемой ими электроэнергии снизилась.

При производстве и эксплуатации современных ветроустановок используются самые передовые технологические достижения в следующих областях:

- использование современных материалов, включая углеволокно, смолы, композитные материалы для производства лопастей ветроустановок, сталь и иные материалы, используемые в конструкции мачт, постоянные магниты, а также клеи, герметики, краски, смазочные материалы и износостойкие покрытия;

[48] https://nornickel.ru/news-and-media/press-releases-and-news/nornikel-zapustil-posle-modernizatsii-ust-khantayskuyu-ges/?ysclid=lyq187dm9h350005181

[49] https://enplusgroup.com/ru/what-we-do/projects/new-energy/

[50] https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2023/10/PVPS_Trends_Report_2023_WEB.pdf; https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf

[51] https://renen.ru/predstavlena-kombinirovannaya-solnechnaya-panel-s-obshhej-effektivnostyu-80/

- дистанционное управления удаленными и разнесенными в пространстве объектами и строительство высотных объектов.

Развитие ветроэнергетики дало ощутимый импульс для технологий, связанных с производством и эксплуатацией ветроустановок, что позволило перейти к строительству более мощных ветроэлектростанций, расположенных вне прямой зоны досягаемости. Наибольшая мощность действующей в настоящее время ветроустановки составляет 18 МВт. Высота ступицы ее ветряной турбины достигает 152 метров. Установка оснащена лопастями длиной 123 метра, а площадь, на которой они будут вращаться, эквивалентна семи футбольным полям. При полной скорости ветра один оборот такой ветроустановки позволит обеспечить энергией семью из трех человек в течение недели[52]. Но даже это еще не предел – в настоящее время идет работа над проектированием ветрогенераторов мощностью 20 МВт.

2.2.7. Технологии поглощения углерода

Технологии улавливания, использования и хранения углерода (Carbon Capture, Utilization and Storage, CCUS) включают улавливание CO2 при сжигании топлива в промышленных процессах либо из атмосферы, а также транспортировку CO2 с последующим захоронением либо использованием для создания новых продуктов. Эти технические процессы позволяют улавливать до 90% выбросов CO2.

Ключевая роль технологий CCUS в достижении глобальной углеродной нейтральности отмечается многими ведущими международными организациями. Так, по оценкам Межправительственной группы экспертов по изменению климата, достижение глобальных климатических целей будет на 138% дороже без развертывания CCUS. Включение данных технологий в пакет мер по декарбонизации, напротив, снижает общую стоимость перехода к углеродной нейтральности. На данный момент технологии CCUS предусмотрены программами по снижению выбросов парниковых газов в рамках Парижского соглашения десяти стран: Бахрейна, Египта, Ирана, Ирака, Китая, Саудовской Аравии, Малави, Норвегии, ОАЭ и ЮАР.

Улавливание, хранение и использование CO2 реализуется с применением следующих технологий:

- технологии улавливания CO2 с сочетанием абсорбционных, адсорбционных, криогенных и мембранных методов;
- технологии транспортировки и захоронения CO2 в геологических формациях, в том числе в выработанных месторождениях полезных ископаемых;
- технологии и материалы для переработки и повторного использования CO2.

Россия обладает огромными возможностями в части развития и внедрения технологий CCUS. Совокупный объем потенциальных хранилищ CO2 в нашей стране составляет не менее 4,6 Гт. О планах строительства мощностей для хранения CO2 до 2030 года уже заявили «Газпром нефть», «НОВАТЭК», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «ЕвроХим», а также ряд других компаний. Около 10 таких проектов находятся на стадии разработки.

В частности, «Газпром нефть» прорабатывает пилотный CCUS-проект в Оренбургской области мощностью 1 млн тонн. «Роснефть» и «Иннопрактика» заключили договор на создание карт геологических объектов, потенциально пригодных для экологически стабильного хранения CO2 на территории России. В их число войдут угольные и соляные пласты, водоносные горизонты, магматические породы, истощенные коллекторы нефти и газа. Технологии хранения CO2 в нефтегазовом пласте, позволяющие повышать нефтеотдачу, уже используются на Самотлорском и Новопортовском месторождениях. Технология поддержания пластового давления путем закачки ПНГ применяется на объектах «ЛУКОЙЛа»[53].

2.2.8. Технологии накопления (аккумулирования) электроэнергии

Задача аккумулирования электроэнергии, выработанной в периоды низкого спроса, и подачи ее потребителю в пиковые периоды всегда стояла перед энергетиками. До недавнего времени единственным реально используемым решением было строительство гидроаккумулирующих станций (ГАЭС). Их принцип работы достаточно прост. Во время ночного провала энергопотребления ГАЭС получает из энергосети дешевую электроэнергию и расходует ее на перекачку воды в верхний бьеф[54]. Во время утреннего и вечернего пиков энергопотребления ГАЭС сбрасывает воду из верхнего бьефа в нижний, вырабатывая и отдавая в энергосеть дорогую пиковую электроэнергию.

Использование ГАЭС экономически эффективно и способствует повышению надежности энергоснабжения. Первые ГАЭС, появившиеся в начале XX века, имели КПД не больше 40%, на современных гидроаккумулирующих станциях КПД достигает 70-75%. В настоящее время в мире действует более 500 ГАЭС, мощность самых крупных достигает 3,6 МВт. Так, весной 2023 года в эксплуатацию был введен последний гидроагрегат китайской ГАЭС Феннин, ставшей крупнейшей гидроаккумулирующей электростанцией мира, что позволило довести общую мощность ГАЭС Китая до 30 ГВт.

Развитие возобновляемой энергетики, чья генерация по определению является прерывистой, существенно обостряет проблему аккумулирования электроэнергии. Поиск технологий, обеспечивающих ее решение, ведется по многим направ-

[52] https://silkroadnews.org/ru/news/v-kitae-zapushchen-samyy-bolshoy-v-mire-vetrogenerator-moshchnostyu-16-mvt-i-vysotoy-260-m

[53] https://energypolicy.ru/dekarbonizacziya-otraslej-tek-reshenie-klimaticheskih-zadach-bez-ushherba-dlya-energobezopasnosti/business/2024/15/12/

[54] Бьеф - часть реки, канала, водохранилища или другого водного объекта, примыкающая к гидротехническому сооружению.

лениям. Однако в настоящее время приемлемых к промышленному использованию технологий еще не создано, несмотря на определенный прогресс по ряду направлений. Одним из таких направлений является использование для накопления энергии водорода. Данная технология предусматривает получение «зеленого» водорода путем электролиза воды за счет ВИЭ в период низкого спроса на энергию. Затем водород сжимается до уровня в 350 атмосфер и используется в пиковый период для выработки электроэнергии.

В России задачи по развитию водородной энергетики решаются в рамках федерального проекта «Чистая энергетика» и дорожных карт по развитию водородной энергетики и систем накопления энергии до 2030 года. На их основе будут реализованы мероприятия по созданию и развитию отечественных технологий в области производства и применения водорода, включая создание в Калининградской области производства литийионных ячеек, модулей, тяговых батарей для электротранспорта и стационарных систем накопления энергии. Кроме того, в июле 2024 года в Южно-Сахалинске состоялось открытие полигона, на котором технологии, связанные с использованием водорода, будут доводиться до стадии промышленного использования. В рамках одного из реализуемых на полигоне проектов в поселке Новиково будет смонтирована установка по генерации водорода, а также система накопления электроэнергии.

Выводы по разделу

В современном динамично меняющимся мире более эффективные и безопасные технологии достаточно быстро сменяют устаревающие технологические решения. При этом в условиях разрыва экономических связей и фрагментации рынков обеспечение технологического суверенитета становится одним из основных условий жизнеспособности экономики тех стран, которые занимают ключевые позиции в мировом разделении труда.

Внедрение современных технологий позволяет решать наиболее острые проблемы, связанные с выработкой электроэнергии, включая снижение экологического и климатического воздействия, возникающего в процессе ее генерации, а также повышение экономической эффективности и обеспечение безопасности технологических процессов.

Основой современной энергетики являются уголь и газ, сжигание которых в процессе выработки энергии оказывает наибольшее негативное воздействие на окружающую среду и климат. В этой связи особую актуальность приобретает внедрение прорывных технологий, позволяющих повышать КПД тепловой генерации. Это приводит к снижению количества топлива, необходимого для генерации одного и того же количества энергии, следовательно, к уменьшению выбросов парниковых газов и других загрязняющих веществ в атмосферу.

В угольной генерации наибольшую экологическую и климатическую эффективность сегодня показывают ультрасверхкритические угольные ТЭС, получившие наибольшее распространение в Китае. В газовой генерации – ТЭС комбинированного типа на базе парогазовых установок. Эффективным решением в тепловой энергетике также являются процессы когенерации, позволяющие одновременно вырабатывать электроэнергию и тепло.

Приоритетной задачей развития атомной энергетики является решение проблемы безопасности без ущерба для ее экономической привлекательности. Можно сказать, что сегодня в этом вопросе отрасль находится на пороге важного прорыва, наибольший вклад в достижение которого принадлежит ГК «Росатом». Речь идет о запуске в массовое производство реактора на быстрых нейтронах БН-800, опытный образец которого эксплуатируется только в России на Белоярской АЭС.

Перспективными также являются уникальные наработки ГК «Росатом» по использованию МОКС топлива, в состав которого входят оксиды плутония, выделенного из отработавшего топлива. Госкорпорация также занимает лидирующие позиции в области разработки атомных станций малой мощности, обладающих очевидными преимуществами при эксплуатации на удаленных изолированных территориях.

В ближайшее время очередного прорыва можно ожидать в солнечной энергетике, одной из основных проблем которой является низкий КПД при преобразовании солнечной энергии в электрическую. Это проблема решается сегодня за счет развития новых технологий производства солнечных панелей, включая перовскитные и тандемные солнечные элементы, уровень эффективности которых уже достигает и даже превышает 30%.

Революционные прорывы в гидро- и ветроэнергетке маловероятны. Однако постоянные точечные улучшения и инновации позволяют существенно повышать эффективность электрогенерации за счет преобразования энергии ветра и воды. Такой эффект достигается как за счет использования современных материалов и конструкторских решений, так и повышения эффективности систем управления энергоустановками, в том числе в дистанционном режиме.

При этом нельзя не отметить важную роль технологий улавливания, хранения и использования углерода (CCUS) и их потенциальный вклад в достижение углеродной нейтральности, в том числе для снижения углеродного следа традиционной тепловой энергетики. Огромными возможностями для внедрения технологий CCUS обладает Россия, чей потенциальных объем хранилищ CO2 составляет не менее 4,6 Гт.

Кроме того, с развитием возобновляемой энергетики, чья генерация имеет прерывистый характер, особое значение приобретает развитие технологий аккумулирования электроэнергии. До недавнего времени единственным реально используемым решением в этой области было строительство гидроаккумулирующих станций. Но сегодня во всем мире ищут альтернативные решения.

3. Инвестиции в развитие электроэнергетики

3.1. Направления финансовых потоков и четвертый энергопереход

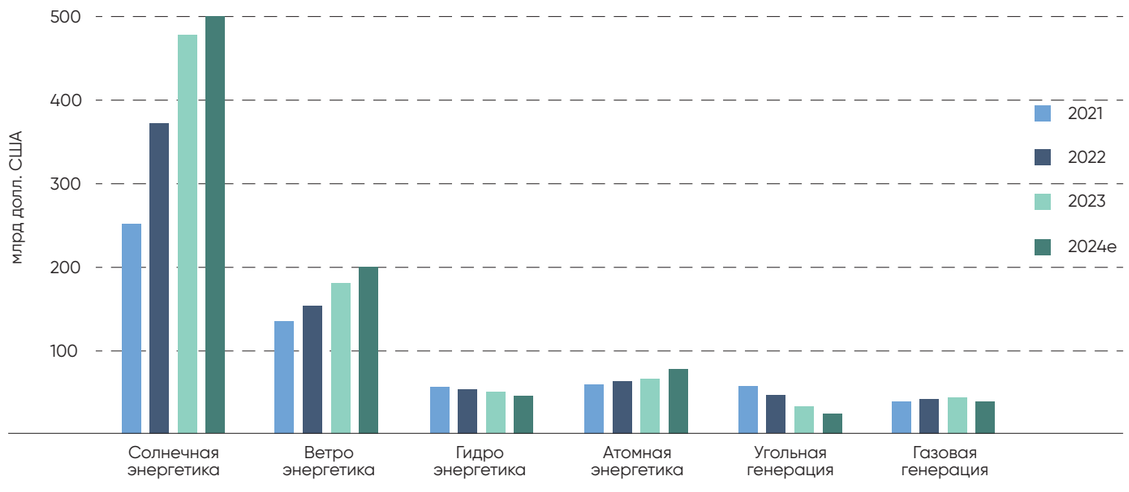
В этом разделе бюллетеня будет рассмотрен ключевой вопрос, от которого во многом зависит, как будет развиваться электроэнергетика в обозримой перспективе. Речь пойдет об инвестициях, направляемых на создание электрогенерирующих мощностей и соответствующей инфраструктуры в различных странах и регионах. Мы также попробуем разобраться в причинах, которые определяют решения инвесторов, отдающих предпочтение тем или иным видам генерации.

Как уже неоднократно отмечалось, каждая страна самостоятельно определяет структуру своей энергетической системы. Такого рода решения продиктованы природно-климатическими особенностями разных стран, их ресурсной обеспеченностью и инвестиционными возможностями. В результате какие-то страны готовы инвестировать в экологически чистые решения для достижения углеродной нейтральности и развития новых рынков, какие-то отдают предпочтение углеводородам. Однако, согласно данным Международного энергетического агентства, в последние годы инвестиции в ВИЭ кратно превосходят объемы финансирования всех остальных направлений электроэнергетики. Так, в 2017 году вложения в ВИЭ в 1,75 раза превышали инвестиции в углеродоемкие виды электрогенерации, в 2022 году этот разрыв увеличился до 5,5 раз.

Наибольший интерес инвесторов вызывает солнечная энергетика, инвестиции в которую за последние три года увеличились примерно в два раза. Далее с кратным отставанием следуют ветроэнергетика и атомная энергетика. При этом инвестиции в гидроэнергетику в последнее время демонстрируют небольшое снижение. Среди ископаемых видов топлива объемы финансирования газовой генерации не претерпевают существенных изменений, а вот инвестиции в угольную энергетику резко снижаются. Но это не удивительно на фоне дискриминационной политики в отношении углеродоемких видов топлива, усиливающейся по мере актуализации климатической повестки.

Почему за сравнительно небольшой отрезок времени инвестиционные потоки в электроэнергетике резко сменили свое направление, устремившись в сторону ВИЭ? Конечно, можно сказать, что эти источники энергии стремительно подешевели, приблизившись по стоимости к энергетике на основе ископаемого топлива. Но если это так выгодно, почему в ВИЭ в основном инвестируют богатые страны? Стоит ли за этим только желание сократить эмиссию CO2 и избежать глобального изменения климата или все немного сложнее?

Рис. 28. Глобальные инвестиции в электроэнергетику в разбивке по видам генерации в 2021-2024 гг. ($ млрд)

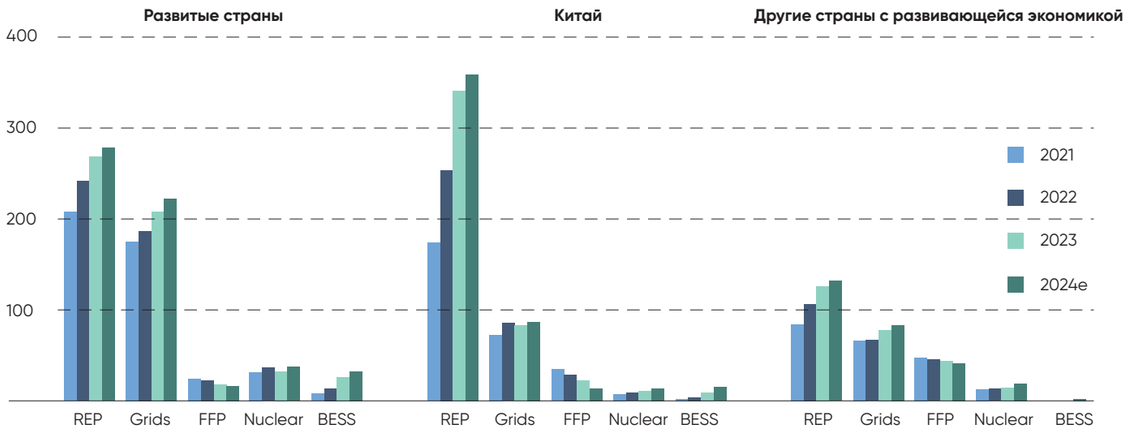


Примечание. Инвестиции в газовую генерацию включают крупные электростанции и малые генераторные установки и двигатели. Гидроэнергетика включает гидроаккумулирующие станции. За 2024 год показаны расчетные значения.

Источник: World Energy Investment 2024

Отдельного внимания заслуживают серьезные диспропорции в объемах инвестиций в возобновляемые и традиционные виды электрогенерации, которые наблюдаются в различных странах и регионах. Так, на долю стран с развивающейся экономикой (без учета Китая) приходится только около 20% глобальных инвестиций в ВИЭ. При этом основные денежные потоки на развитие возобновляемой энергетики обусловлены инвестиционной активностью стран с высоким уровнем ВВП. Параллельно с этим в ЕС, США и Китае широко применяются стимулирующие экономические меры, направленные на поддержку ВИЭ, включая плату за выбросы CO2, различного рода субсидии, а также ограничения на инвестиции в генерации на ископаемом топливе. В результате традиционная электроэнергетика вынуждена работать в условиях нерыночных ограничений, тормозящих ее развитие.

Рис. 29. Инвестиции в электроэнергетику в разбивке по регионам в 2021–2024 гг. ($ млрд)



Примечание: REP - возобновляемая энергия. FFP - энергия ископаемого топлива. BESS - аккумуляторная система хранения энергии. Инвестиционные расходы на BESS в других странах EMDE настолько малы ($ 2 млрд в 2024 году), что их практически невозможно обнаружить на графике. За 2024 год показаны расчетные значения.

Источник данных: World Energy Investment 2024

3.1.1. Четвертый энергопереход: предпосылки и разногласия

Нынешний четвертый энергопереход от углеводородов к ВИЭ – первый в истории человечества, движущей силой которого являются внеэкономические факторы. Он происходит под эгидой борьбы с изменениями климата в результате эмиссии парниковых газов, основные объемы которых возникают при сжигании ископаемого топлива. Однако пути декарбонизации энергетической отрасли традиционно вызывают наиболее жаркие дискуссии как на экспертном, так и международном уровне. Основная обсуждаемая развилка заключается в том, нужно ли человечеству полностью отказаться от углеводородного топлива и перейти на ВИЭ или возможно мирное сосуществование этих двух генераций.

Изначальный толчок к развитию возобновляемой энергетики дали нефтяные кризисы 1973 и 1979 гг., когда страны ОПЕК ввели эмбарго на поставки нефти США и их союзникам, а цены на нефть в считанные дни взлетели в четыре раза. Именно эти события заставили страны Запада задуматься о том, что запасы углеводородов исчерпаемы, а отсутствие собственных ресурсов ставит экономику в зависимость от экспортеров. В итоге одним из способов снижения зависимости развитых стран от экспортируемых энергоресурсов стало формирование нового электроэнергетического рынка ВИЭ.

Одновременно с этим в мире нарастала обеспокоенность в связи с усиливающимися климатическими изменениями и их последствиями. К тому моменту, когда международный консенсус по поводу влияния на эти процессы антропогенного фактора был достигнут, у стран Запада уже были готовы технологические решения по переходу на возобновляемую энергетику. Они были предложены всему остальному миру как панацея в борьбе с выбросами CO2. Для стран Запада это одновременно решало и другую задачу по сохранению их технологического доминирования и выходу на новые перспективные рынки.

Однако позицию о необходимости радикального перехода на ВИЭ разделяют далеко не все страны. В первую очередь, она не совпадает с интересами стран, обладающих существенными запасами углеводородов, обеспечивающих как их собственное экономическое развитие, так и развитие других стран за счет ресурсов, идущих на экспорт. Вопросы возникают и у беднейших стран, для которых критически важно решить проблему энергетического голода наиболее простым и доступным для них способом. Отдельно в этой повестке стоит Китай, которому в кратчайшие сроки удалось стать лидером на рынке производства оборудования для ВИЭ, опередив ЕС и США. При этом Китай не планирует отказываться от углеводородного топлива, особенно от угля, и вводит все новые и новые мощности на основе этого вида топлива.

3.1.2. Механизмы декарбонизации энергетики: итоги дискуссии в Дубае

Центральной переговорной площадкой, на которой международное сообщество ежегодно обсуждает вопросы энергоперехода, является конференция сторон рамочной Конвенции ООН об изменении климата. Последняя из них состоялась в конце 2023 года в Дубае (COP28). Наибольшие разногласия в ходе саммита вызвало предложение по внесению в итоговую резолюцию[55] обязательств по полному отказу от ископаемых видов топлива: угля, нефти и газа.

Рис. 30. Два пути декарбонизации электроэнергетики

На принятии такого решения настаивали Германия, США, Канада, Великобритания, Япония, Австрия и Бразилия, а также страны Океании. Против выступили страны ОПЕК, по мнению которых мир может решить климатические задачи за счет сокращения, а не отказа от ископаемого топлива. Участники COP28 согласились на включение в итоговую резолюцию компромиссной формулировки, предусматривающий справедливый, упорядоченный и равноправный переход от ископаемого топлива в энергетических системах, необходимый для достижения нулевого баланса выбросов парниковых газов к 2050 году. Резолюция также призывает к ускорению снижения выработки электроэнергии на основе угля без применения мер по сокращению выбросов и отказу от неэффективных субсидий в ископаемое топливо. При этом в резолюции признается роль переходных видов топлива в содействии энергетическому переходу и обеспечению энергетической безопасности.

В числе мер по обеспечению углеродной нейтральности в резолюции по итогам COP28 также отмечается необходимость утроения общемировых мощностей ВИЭ и удвоения темпов повышения энергоэффективности к 2030 году. Важная роль в процессе декарбонизации отводится ядерной энергетике, технологиям улавливания и хранения углерода и производству низкоуглеродного водорода.

На полях COP28 также был принят ряд деклараций и обязательств, к которым присоединились не все страны. Так, Глобальное обязательство по возобновляемой энергетике и энергоэффективности было поддержано 133 странами. Они намерены принимать совместные усилия для трехкратного роста производства возобновляемой энергии. К 2030 году ее общая мощность должна возрасти до 11 тыс. ГВт, снизив тем самым зависимость от ископаемого топлива. Среди подписантов данных обязательств нет России, Китая, Индии, ЮАР, Саудовской Аравии и ряда других стран[56].

При этом Декларацию лидеров о глобальной рамочной программе финансирования мер по борьбе с изменениями климата подписали только 13 стран, включая США, Великобританию, Францию, Германию и Индию. В декларации подчеркивается, что для достижения климатических целей по озеленению экономики, включая меры по низкоуглеродной трансформации энергетического сектора, в перспективе до 2030 года миру необходимы ежегодные инвестиции в размере $ 5-7 трлн. Развитые страны до 2025 года также согласились направить $100 млрд для поддержки достижения климатических целей развивающимися странами[57]. Однако, учитывая столь малое количество подписантов Декларации, встает вопрос об источниках финансирования данной программы.

[55] https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2023_L17_adv.pdf
[56] https://www.cop28.com/en/global-renewables-and-energy-efficiency-pledge
[57] https://www.cop28.com/en/climate_finance_framework

В ходе переговоров в Дубае Россия отстаивала свою позицию о недопустимости принуждения к отказу от каких-либо видов топлива и использования вопросов, связанных с климатом, в качестве аргумента в конкурентной борьбе за энергетические рынки. Кроме того, по мнению нашей страны, энергопереход должен осуществляться с учетом интересов стран - производителей энергоресурсов и беднейших стран, решающих проблему ликвидации энергетического голода. Таким образом, решение климатических проблем не должно идти вразрез с достижением цели устойчивого развития по обеспечению всеобщего доступа к чистой энергии.

Позиция России, высказанная в рамках COP28, согласуется с новой Климатической доктриной Российской Федерации, утвержденной в октябре 2023 года. Одним из основных принципов Доктрины является технологическая нейтральность государственных мер в области климата. Это подразумевает беспристрастный подход к использованию технологий, способствующих смягчению антропогенного воздействия на климат, основанный на оценке их экономической, климатической и экологической эффективности и целесообразности.

Выводы по разделу

В 2023 году общий объем инвестиций в возобновляемую электроэнергетику в 5,5 раз превысил финансирование углеродоемких видов электрогенерации. Наибольший интерес инвесторов вызывает солнечная энергетика, инвестиции в которую за последние три года увеличились примерно в два раза. При этом объем средств, направляемых на развитие угольной электрогенерации, ежегодно снижается.

Основные денежные потоки на развитие возобновляемой энергетики обусловлены инвестиционной активностью стран с высоким уровнем ВВП, в которых широко применяются стимулирующие экономические меры по поддержке ВИЭ. Это происходит под эгидой необходимости энергоперехода для снижения выбросов парниковых газов и решения климатических задач. Однако на деле это совпадает с интересами тех стран, у которых нет собственных запасов углеводородов, но уже есть опыт масштабирования технологий ВИЭ для экспансии на рынки развивающихся стран.

Позицию о необходимости радикального перехода на ВИЭ разделяют далеко не все страны. В первую очередь она не совпадает с интересами стран, обладающих существенными запасами углеводородов, а также беднейших стран, решающих проблему энергетического голода. Отдельно в этой повестке стоит Китай, занимающий лидирующие позиции на рынке производства оборудования для ВИЭ, одновременно развивающий угольную и газовую генерации.

В отличии от стран Запада Россия придерживается принципа технологической нейтральности и считает главной задачей своей климатической политики сокращение выбросов парниковых газов за счет любых доступных и экономически оправданных технологий.

3.2. Механизмы поддержки зеленой энергетики

В этом разделе мы главным образом будем говорить о механизмах поддержки возобновляемой энергетики, которые позволяют ей получать все более широкое распространение во многих странах мира. При этом открытым остается вопрос, какие виды электрогенерации, помимо ВИЭ, могут претендовать на «зеленый» статус. Ответить на него призваны системы зеленого финансирования и зеленые таксономии, формируемые в разных странах, а также международными ассоциациями и объединениями.

Как показывает практика стран, которые внесли наибольший вклад в развитие возобновляемой энергетики, необходимым условием для ее успешной интеграции в электроэнергетические системы является наличие мер господдержки. Это сыграло особенно важную роль на этапе становления ВИЭ, когда технологии ее производства были чрезвычайно дороги и не могли конкурировать с традиционными видами генерации.

Большинство стран используют комбинацию различных мер для поддержки разработки и развертывания технологий ВИЭ. Они направлены на то, чтобы сделать возобновляемую энергию более привлекательной и доступной, снижая финансовые барьеры и предоставляя регуляторную поддержку. Наиболее популярными мерами господдержки ВИЭ являются преференциальные режимы, субсидирование, инвестиции в НИОКР.

Таб. 6. Меры государственной поддержки ВИЭ

Направление	Вид	Описание
Привлечение инвестиций для развития ВИЭ	Субсидирование инвестиций	Государство берет на себя часть инвестиционных затрат, исчисляемых как процент от общего объема инвестиций или как фиксированная сумма на МВт мощности ВИЭ
	Налоговые кредиты и иные стимулы	Компаниям предоставляются налоговые кредиты, снижающие подоходный налог на сумму, инвестированную в проекты ВИЭ
	Ускоренная амортизация	Компаниям предоставляется возможность амортизировать активы, осуществляющие генерацию ВИЭ, по более высоким ставкам, что снижает налогооблагаемую базу
	Кредиты и гранты	Государственные финансовые учреждения предоставляют субсидированное финансирование для снижения стоимости капитала по проектам ВИЭ
Стимулирование роста объемов генерации ВИЭ	Обязательства по закупкам или стандарты формирования портфеля	Введение обязательства для потребителей закупать определенный процент электроэнергии на основе ВИЭ
	Система обязательных квот на покупку электроэнергии у производителей, использующих ВИЭ	Введение системы, предусматривающей выполнение квот на покупку электроэнергии, произведенной за счет ВИЭ, путем предъявления требуемого объема сертификатов происхождения электроэнергии

Направление	Вид	Описание
Субсидирование цены электроэнергии на основе ВИЭ	Тарифы на электроэнергию (FiT)	Введение фиксированной цены, выплачиваемой производителям ВИЭ за единицу выработанной электроэнергии в течение определенного периода
	Соглашения о покупке электроэнергии (PPA)	Заключение контрактов, как правило, между производителями ВИЭ и государственными агентствами с определенными тарифами на ВИЭ
	Премии за производство электроэнергии (FiP)	Предоставление дополнительной фиксированной или плавающей премии производителям ВИЭ, продающим ее по рыночным ценам
	Контракты на разницу (DfD)	Предоставление плавающей премий производителям ВИЭ, которая становится отрицательной, если рыночные цены на электроэнергию превышают определенный порог

Источник данных: составлено авторами на основе Открытого руководства по экономике электроэнергетики[58]

Одновременно с этим во многих странах действуют механизмы, создающие препятствия для развития традиционных видов энергетики и за счет этого формирующие благоприятную среду для ВИЭ. К таким мерам воздействия относятся сокращение субсидий на ископаемое топливо, повышение акцизов на выработанную на тепловых электростанциях электроэнергию, создание преференциального режима допуска в сеть для энергии, выработанной на ВИЭ, и дискриминационного для доступа энергии, выработанной на тепловых электростанциях, а также введение платы за выбросы парниковых газов. Так, финансирование проектов по добыче угля, нефти и газа прекращено Всемирным банком[59]. Активы, связанные с углем и нефтью и газом, проданы Норвежским суверенным фондом.[60] Выдача новых лицензий на добычу нефти и газа в Северном море с 2020 года прекращена Данией[61].Стандарты на выбросы парниковых газов электростанциями введены в США[62].

Таб. 7. Регулирующие меры, тормозящие развитие традиционных видов энергетики

Направление	Вид	Описание
Экономические меры	Углеродные налоги (Carbon Taxes)	Введение фиксированной налоговой ставки на выбросы парниковых газов или на содержание углерода в ископаемом топливе, установленной правительством
	Системы торговли выбросами (Cap-and-Trade Systems)	Введение для регулируемых организаций квот на разрешенный объем выбросов парниковых газов, превышение которого может быть компенсировано за счет покупки углеродных единиц у других организаций, либо выплаты штрафов

[58] http://open-electricity-economics.org/book/text/08.html

[59] https://nangs.org/news/world/vsemirnyj-bank-prekratit-investitsii-v-neft-i-gaz-posle-2019-goda

[60] https://www.interfax.ru/business/748564

[61] https://ru.euronews.com/business/2020/12/04/denmark-stops-oil-gas-north-sea

[62] https://www.evergreenaction.com/blog/epas-power-plant-rules-are-key-to-cutting-carbon-pollution#:~:text=On%20April%2025%2C%202024%2C%20EPA,by%2090%20percent%20by%202032

Направление	Вид	Описание
Финансовые меры	Отмена субсидий	Уменьшение или полная отмена субсидий на добычу и использование ископаемого топлива, включая прекращение субсидирования закупки оборудования, налоговых льгот и прямой финансовой поддержки
	Отказ от финансирования проектов	Отказ правительственных структур и международных финансовых институтов от финансирования проектов, связанных с ископаемыми видами топлива
	Дивестиции	Проведение политики по продаже активов, связанных с ископаемыми видами топлива
	Финансовое дестимулирование (увеличение инвестиционных рисков и снижение кредитных рейтингов)	Снижению кредитных рейтингов и увеличение стоимости заемного капитала для компаний, работающих в сфере ископаемого топлива, вследствие влияния на решения рейтинговых агентств и инвесторов результатов оценки климатических рисков
Законодательные меры	Запреты и моратории на добычу ископаемого топлива	Снижение возможностей для расширения добычи ископаемого топлива из-за запретов на выдачу новых лицензий и разрешений на добычу угля, нефти и газа
	Стандарты на выбросы и энергоэффективность	Увеличение операционных расходов и снижение рентабельности компаний, использующих ископаемое топливо, из-за введения дополнительных стандартов на выбросы парниковых газов и повышение энергоэффективности

Источник данных: составлено авторами

3.2.1. Углеродное регулирование

Введение платы за CO2 создает новые экономические условия, в которых издержки на производство электроэнергии, вырабатываемой традиционными видами электрогенерации, основанными на сжигании ископаемого топлива, растут. Это ухудшает их инвестиционную привлекательность и конкурентные позиции и одновременно открывает дополнительные возможности для развития ВИЭ.

Основными механизмами, используемыми для установления цены на углерод, являются углеродные налоги и системы торговли квотами на выбросы парниковых газов, которые устанавливаются на государственном уровне в обязательном порядке для организаций, превышающих определенные пороговые значения эмиссии CO2. Дополнительно к регулируемым углеродным рынкам на международном, национальном и региональном уровнях также создаются добровольные углеродные рынки. Они позволяют компаниям в инициативном порядке компенсировать собственные выбросы парниковых газов путем приобретения углеродных единиц, в том числе выпущенных в рамках реализации климатических проектов.

По данным Всемирного банка[63], в 2023 году в мире работало 73 системы углеродного регулирования, включая системы углеродного налогообложения и системы торговли квотами на выбросы. Они охватывали 11,9 Гт CO2-экв., что составляет около 23% от общего объема эмиссии парниковых газов. Общий объем доходов, полученных в 2023 году в результате использования систем углеродного регулирования, приблизился к $100 млрд. Примерно 40% из этой суммы было использовано на озеленение экономики, еще около 10% – на компенсации домохозяйствам и бизнесу.

[63] https://www.ecologic.eu/sites/default/files/publication/2023/World%20Bank%20State%20and%20Trends%20of%20Carbon%20Pricing%202023.pdf

Большинство существующих инструментов углеродного ценообразования применяются в странах с высоким уровнем дохода, преимущественно в Северной Америке и Европе, в которых фиксируются самые высокие цены на углерод. В настоящее время разброс стоимости тонны CO2-экв. в разных системах торговли квотами на выбросы и углеродного налогообложения составляет от 0,61 до 167 долл. США[64].

Ставка налога на углерод, превышающая 100 $/тCO2, применяется в таких странах, как Швейцария, Лихтенштейн, Швеция, Норвегия и Уругвай. Среди систем торговли выбросами наиболее высокая цена на углерод фиксируется в Евросоюзе, где она составила 61,3 $/тCO2, опустившись с 96,29 $/тCO2 в 2023 году. При этом в Китае выбросы парниковых газов торгуются по цене 12,57 $/тCO2, в Казахстане – по 1,06 $/тCO2.

Необходимо отметить, что в США нет единой национальной системы углеродного регулирования, и ее создание не планируется. Введение платы за углерод отдано на усмотрение штатов, большинство из которых ее не вводили. В тех штатах, где она действует, используются различные механизмы взимания платы за выбросы CO2. Так, Калифорния является единственным штатом, в котором введен углеродный налог, распространяющийся на большинство эмитентов. Система торговли квотами в Массачусетсе охватывает до 20% эмитентов.

Действующее в ЕС углеродное регулирование существенно снизило конкурентоспособность европейских компаний, вынужденных компенсировать углеродный след своей продукции по наиболее высокому тарифу. Для того чтобы поддержать своих производителей, в 2021 году Европарламент принял Постановление об утверждении механизма трансграничного углеродного регулирования (ТУР). Планируется, что ТУР вступит в полную силу с 2026 года, после чего компании, импортирующие в ЕС углеродоемкие товары, будут вынуждены приобретать сертификаты на выбросы CO2. Однако, если импортерам удастся доказать, что цена на углерод была уже уплачена, тариф может быть снижен. Это побудило торговых партнеров ЕС приступить к созданию собственных механизмов углеродного регулирования.

«Мы предлагаем создать в рамках БРИКС инфраструктуру общих углеродных рынков, общих подходов. Россия может предоставить для этого разработанные нормативную базу, методики и реестр. При этом необходимо внедрить ценообразование на углерод через установку налога или торговлю квотами на выбросы парниковых газов».

Руслан Эдельгериев, помощник Президента Российской Федерации, специальный представитель Президента Российской Федерации по вопросам климата

В России возможность введения углеродного налога пока только обсуждается, а торговля углеродными единицами осуществляется на добровольном рынке. Его основы заложены Федеральным законом «Об ограничении выбросов парниковых газов», который вводит обязательную отчетность по выбросам парниковых газов для крупнейших компаний-

[64] https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/compliance/price

эмитентов и создает условия для реализации климатических проектов. Одновременно с этим в настоящее время на Сахалине идет реализация эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов, одним из результатов которого станет апробация работы регулируемой системы торговли квотами на выбросы в масштабе одного региона. Перспективным также является создание единого углеродного рынка стран БРИКС и ЕАЭС.

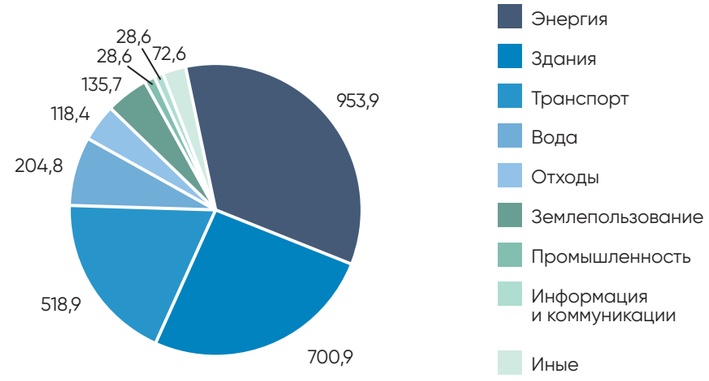
3.2.2. Зеленое финансирование

Все более востребованным механизмом, который позволяет перенаправлять финансовые потоки на реализацию проектов устойчивого развития, в том числе в сфере энергетики, является практика зеленого финансирования. Она нацелена на формирование общего видения среди инвесторов и других представителей делового сообщества того, какие направления деятельности и проекты можно считать «зелеными» и, соответственно, финансировать в приоритетном порядке. Для классификации такого рода проектов создаются зеленые таксономии, разрабатываемые на международном и национальном уровнях. Зеленый статус проекта приносит его инициаторам и инвесторам определенные репутационные преимущества, повышает их ESG-рейтинги, а в ряде случаев дает возможность получить поддержку со стороны государства, что улучшает экономику зеленых проектов.

Энергетика входит в число самых популярных направлений зеленого финансирования, лидируя по объему денежных средств, привлеченных за счет эмиссии зеленых облигаций на глобальном уровне. По данным Инициативы по климатическим облигациям (CBI)[65], в 2014-2023 гг. на развитие зеленой энергетики было направлено $953,9 млрд., что составляет 34,5% от общего объема выпущенных за этот период зеленых облигаций на сумму свыше $2,7 трлн.

Интересно, что еще 10 лет назад в энергетику инвестировалось около 50% от совокупного объема зеленых бондов. Однако по мере развития практики зеленого финансирования и появления новых направлений инвестиций, начиная с 2017 года, доля энергетики снизилась до уровня 30-35%. Так, в 2023 году объем зеленых облигаций, выпущенных в целях финансирования энергетических проектов, достиг $205,7 млрд, что составило 35,1% от общего объема всех зеленых облигаций.

Рис. 31. Облигации по направлению энергетика в общем объеме зеленых облигаций, выпущенных в 2014-2023 гг. ($ млрд)

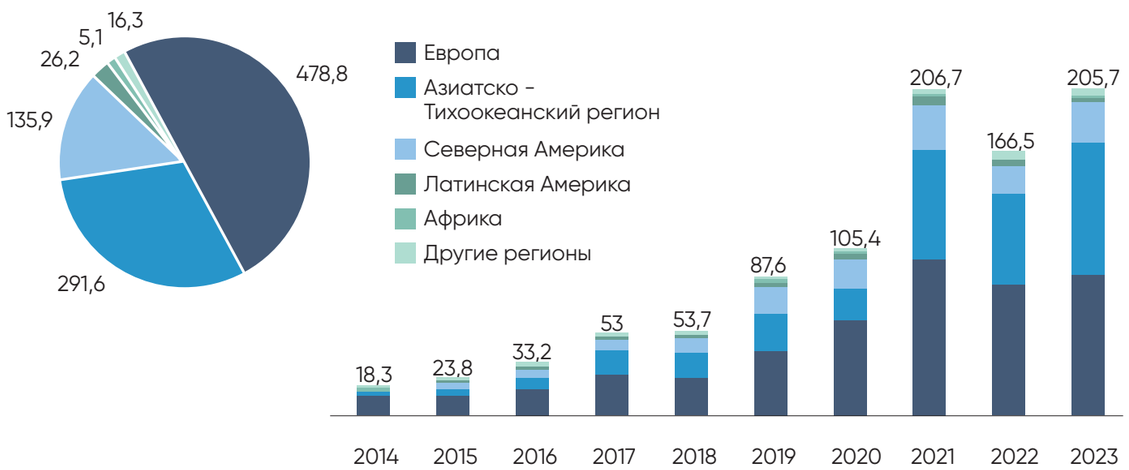


Источник данных: Climate Bonds Initiative (CBI)

Наибольший объем средств зеленых облигаций на развитие энергетики был привлечен в европейском регионе. На эти цели в 2014-2023 гг. в европейских странах были выпущены зеленые облигации на сумму $478,8 млрд. Это составляет 50,2% от общего объема эмиссии зеленых облигаций по направлению энергетика, выпущенных за этот же период во всем мире. На второе место по объему средств зеленых облигации, направленных на финансирование энергетических проектов, вырвались страны Азиатско-Тихоокеанского региона с $291 млрд, вложенным в энергетические проекты за 2013-2023 гг. При этом если в 2020 году доля стран АТР в общем объеме финансирования зеленой энергетики составляла 18,7%, то к 2023 году она возросла до 40,3%.

[65] https://www.climatebonds.net/market/data/#use-of-proceeds-charts

Рис. 32. Зеленые облигации по направлению энергетика, выпущенные в 2014-2023 гг. в разбивке по регионам: общим объемом и в разбивке по годам ($ млрд)



Источник данных: Climate Bonds Initiative (CBI)

Энергетика является одним из ключевых направлений всех ведущих зеленых таксономий, принятых как на национальном, так и международном уровнях. В их числе зеленые таксономии Евросоюза, Китая, России, Южной Африки, Казахстана и ряда других стран. Среди международных объединений, разработавших наиболее авторитетные зеленые таксономии, можно назвать Международную ассоциацию рынков капитала (ICMA), Инициативу климатических облигаций (CBI), Международный клуб финансовых институтов развития (IDFC), Ассоциацию стран Юго-Восточной Азии (ACEAH). Единые критерии зеленых проектов также утверждены государствами-членами евразийского экономического союза (ЕАЭС).

Когда речь заходит о практике зеленого финансирования в электроэнергетике, неизбежно встает вопрос – какие виды генерации по праву можно считать «зелеными»? И если с ВИЭ все очевидно, то атомная и гидроэнергетика, а также тепловая генерация вызывают много вопросов. Должны ли мы развивать только ВИЭ или для энергетического перехода миру нужны АЭС и ГЭС? Можно ли считать «зелеными» проекты по модернизацию ТЭС при условии, что они приводят к существенному снижению выбросов парниковых газов и других загрязняющих веществ? Многочисленные зеленые таксономии, принятые в различных странах и объединениях, не дают единого ответа на эти вопросы. И, скорее всего, в ближайшее время его не будет, поскольку интересы разработчиков этих таксономий не совпадают.

Вопрос относительно «зеленого» статуса того или иного вида электроэнергетики чаще всего находится на пересечении интересов различных групп влияния. Наиболее показателен пример Евросоюза, внутри которого возникли серьезные разногласия относительно включения в зеленую таксономию ЕС атомной энергии и газовой генерации. При этом главными оппонентами атомной энергетики выступили Германия, Австрия, Испания и Люксембург, акцентирующие внимание на опасности АЭС. Присвоение атому «зеленого» статуса поддержали Франция, Финляндия и большинство стран Центральной и Восточной Европы, подчеркивающие его важную роль в достижении климатической нейтральности. Наиболее активную позицию по включению газовых проектов в таксономию заняли Польша и Чехия, зависимые от угольной генерации и рассматривающие газ в качестве переходного топлива. В итоге этих дебатов, состоявшихся в 2022 году после очередного энергетического кризиса, Европейская комиссия приняла решение о включению атомной энергетики и природного газа в зеленую таксономию ЕС.

Вопрос о климатической приемлемости проектов по модернизации ТЭС остро обсуждался членами Международного клуба финансовых институтов развития в рамках формирования зеленой таксономии IDFC. Изначально деятельность по переводу ТЭС на топливо с менее интенсивными выбросами парниковых газов, а также внедрению технологий когенерации признавалась «зеленой», поскольку она приводит к существенному сокращению выбросов парниковых газов. Но затем

под давлением таких авторитетных организаций, как Всемирный банк, Европейский банк реконструкции и развития и ряда других членов IDFC, данная позиция была пересмотрена. Это объясняется тем, что инвестиции в тепловую генерацию будут создавать конкуренцию ВИЭ, в развитии которых заинтересованы ЕС и США.

В отличии от подходов ЕС и IDFC российская зеленая таксономия основана на принципе технологической нейтральности. Одним из ее направлений является деятельность по повышению энергетической и экологической эффективности объектов энергетики, в том числе ТЭС на природном газе при условии, что выбросы парниковых газов при генерации не будут превышать 100 г CO2e/кВт ч. Таксономия также включает такие направления, как когенерация, установка газоочистительного оборудования, улавливание, транспортировка, утилизация или хранение парниковых газов.

Кроме того, во второй адаптационной части российской таксономии представлены виды деятельности, которые традиционно не считаются «зелеными», но могут внести существенный вклад в переход к более устойчивым моделям производства. В их числе проекты в сфере электрогенерации на основе традиционных источников энергии, соответствующие предусмотренным таксономией критериям выбросов парниковых газов и загрязняющих веществ, включая твердые частицы, оксиды азота и серы.

3.2.3. Китай: путь к мировому лидерству в области возобновляемой энергетики в конкурентной борьбе с ЕС и США

В начале XXI века Китай увидел перспективы развития технологий ВИЭ и решил осуществить экспансию на тогда только формирующийся рынок возобновляемой энергетики. Не менее важным для КНР было решение собственных проблем, связанных с чрезвычайно высоким уровнем загрязнения окружающей среды, возникшем в результате бурного экономического роста страны. Увеличение объемов производства сопровождалось ростом выработки электроэнергии, основным источником которой в начале века в КНР был уголь. Так, в 2000 году энергобаланс Китая на 80% состоял из ископаемого топлива.

В 2006 году в КНР был принят закон «О возобновляемых источниках энергии», предусматривающий реализацию стимулирующих мер по следующим направлениям:

- постановка и контроль выполнения целевых показателей использования ВИЭ;
- политика подключения проектов ВИЭ к сети, обязывающая сетевые компании покупать фиксированный процент ВИЭ, выработанной в пределах их зоны покрытия;
- создание Национального фонда развития ВИЭ за счет ассигнований из бюджета правительства КНР;
- введение Feed-in тарифов, предусматривающих для проектов ВИЭ гарантии на подключение к сети, заключение долгосрочных контрактов на покупку всей произведенной энергии и надбавки к ее стоимости.

Реализация государственной политики в сфере развития возобновляемой энергетики позволила Китаю стать мировым лидером в области ВИЭ и улучшить экологическую ситуацию внутри страны. Так, в 2022 году в КНР была введена в эксплуатацию почти половина от общемирового объема новых мощностей ветровой и солнечной электрогенерации в объеме 123,1 ГВт. При этом доля ВИЭ в энергобалансе КНР достигла 30%, доля генерации на основе ископаемого топлива снизилась до 64%. В абсолютном выражении объем производства ВИЭ в КНР с 2000 года возрос с 226 до 2902 ТВт·ч, объем генерации на основе ископаемого топлива – с 1113 до 6123 ТВт·ч. Общий рост производства электроэнергии позволил увеличить уровень ее потребления на душу населения с 1072 до 6635 кВт·ч, что сопоставимо с европейскими странами[66].

Китай сегодня не останавливается на достигнутом и продолжает наращивать выработку ВИЭ. Согласно 14-му пятилетнему плану развития возобновляемой энергетики на период 2021–2025 гг.[67], перед Китаем стоят масштабные задачи, которые позволят сократить выбросы CO2 в КНР до 2,6 Гт в год, а именно:

- увеличить производство ВИЭ на 50% (с 2,2 трлн кВт·ч в 2020 году до 3,3 трлн кВт·ч в 2025 году);
- повысить долю потребления ВИЭ в 2025 году до 33% по сравнению с 28,8% в 2020 году;
- повысить долю потребления ВИЭ, не связанной с гидроэнергетикой, до 18% к 2025 году по сравнению с 11,4% в 2020 году.

Параллельно с увеличением объемов производства ВИЭ Китай не только не отказался от выработки электроэнергии из угля, но и активно вводит новые мощности. При этом в КНР внедряются передовые технологии, что позволяет сделать угольную генерацию более чистой. Китай является мировым лидером по темпам строительства ультрасверхкритических угольных ТЭС, КПД которых существенно превышает показатели сверхкритических и докритических ТЭС. Это позволяет им потреблять меньше угля и, соответственно, выбрасывать меньший объем парниковых газов и других загрязняющих веществ на единицу произведенной электроэнергии.

В начале 2024 года доля ультрасверхкритических угольных ТЭС среди всех действующих в КНР угольных ТЭС достигла рекордного уровня в 32%. Среди строящимся угольных ТЭС доля ультрасверхкритических станций составила 93%. Для сравнения за пределами Китая доля ультрасверхкритических эксплуатируемых угольных ТЭС составляет около 10%, строящихся – только 19%[68].

[66] https://ourworldindata.org/energy

[67] https://www.efchina.org/Blog-en/blog-20220905-en#:~:text=The%20plan%20targets%20a%2050,China's%20incremental%20electricity%20and%20energy

[68] https://globalenergyprize.org/en/2024/03/29/china-remains-world-leader-in-clean-coal-fired-power-generation-technologies

Еще одно важное достижение Китая – завоевание технологического лидерства в области производства оборудования для выработки ВИЭ. В КНР сосредоточено около 75% от общемирового объема производства солнечных панелей и аккумуляторных батарей, а также 58% от общего объема производства ветроустановок. Китай также является мировым лидером по производству стали, алюминия, лития, кобальта, никеля и других материалов, критически важных для развития возобновляемой энергетики[69]. Это не замедлило вызвать ответную реакцию ЕС и США, которые сами планировали доминировать на рынке ВИЭ.

Администрация США не первый год ведет против китайских производителей солнечных панелей санкционную войну. В соответствии с одним из последних решений Белого дома о введении новых тарифов на продукцию из Китая пошлины на импорт солнечных панелей из КНР были увеличены с 25% до 50%. При этом для самих США это означает рост стоимости оборудования для СЭС внутри страны и ухудшение экономики солнечной генерации.

Аналогичным путем планирует пойти Евросоюз. В конце 2023 года лидеры европейской солнечной промышленности опубликовали открытое письмо, в котором они призывают ЕС принять меры для защиты европейской солнечной индустрии, которой угрожает чрезвычайно низкая цена на модули китайских производителей[70]. Как отмечается в письме, производство фотоэлектрических модулей в Европе резко упало с 9 ГВт в 2022 году до 1 ГВт в 2023 году, а европейским производителям грозит банкротство.

Это наглядно показывает, что США и ЕС проигрывают, если уже не проиграли, конкурентную борьбу на рынке ВИЭ Китаю. Произведенное в этих странах оборудование дороже и не может конкурировать ни внутри ЕС и США, ни на рынках третьих стран. Закрытие своих рынков неизбежно ведет к повышению цен на оборудование внутри ЕС и США и, соответственно, к ухудшению экономических показателей возобновляемой энергетики. Такие действия главных идеологов развития безуглеродной энергетики говорят о том, что при выборе между обеспечением своего экономического суверенитета и глобальной климатической повесткой приоритет однозначно отдается экономическому суверенитету.

Рис. 33. Доля Китая в общемировом производстве минеральных ресурсов и оборудования для ВИЭ (%)

Источник данных: Международное энергетическое агентство

[69] https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/geographic-concentration-by-supply-chain-segment-2021

[70] https://esmc.solar/the-future-of-the-european-solar-industry-and-a-resilient-european-energy-supply-are-in-utmost-danger-without-immediate-actions-the-european-pv-manufacturing-industry-will-disappear-forever/

Выводы по разделу

Активное развитие возобновляемой энергетики стало возможно благодаря наличию в странах ЕС, США и Китае мер господдержки, направленных на повышение инвестиционной привлекательности ВИЭ, в том числе за счет масштабирования технологий и снижения себестоимости производства. К таким популярным мерам господдержки относятся преференциальные режимы, субсидирование, инвестиции в НИОКР.

Особого внимания заслуживает путь Китая, который параллельно с развитием ВИЭ инвестирует в технологическую модернизацию угольной генерации. Среди угольных ТЭС, строящихся в Китае в 2024 году, 93% были ультрасверхкритическими. Они обладают наиболее высоким уровнем КПД в своей генерации, что позволяет сокращать выбросы парниковых газов и иных загрязняющих веществ на единицу выработки электроэнергии. В результате Китаю удается не только наращивать выработку электроэнергии, необходимой для дальнейшего экономического развития страны, но и решать проблемы загрязнения окружающей среды.

В то же время во многих западных странах проводится сознательная политика по снижению экономической привлекательности традиционных видов электрогенерации. Основными механизмами ее реализации являются сокращение субсидий на ископаемое топливо и введение платы за выбросы CO2. В 2023 году в мире работало 73 системы углеродного регулирования, включая углеродные налоги и торговлю квотами на выбросы парниковых газов. Они охватывали около 23% от общего объема эмиссии парниковых газов. При этом разброс стоимости тонны CO2-экв. в разных системах составлял от 0,61 до 167 долл. США.

Важным механизмом привлечения инвестиций в проекты по развитию возобновляемой электроэнергетики также является зеленое финансирование, широко применяемое как на национальном уровне, например, в Китае, ЕС и России, так и международными объединениями, такими как ICMA, CBI, IDFC. В рамках каждой из этих инициатив были разработаны собственные зеленые таксономии, объединяющие проекты и направления, которые предлагается считать «зелеными» и, соответственно, финансировать в приоритетном порядке.

Подходы разных стран и объединений к формированию зеленых таксономий в сфере электрогенерации существенно различаются. Наибольшие разногласия обычно возникают в связи с вопросом, можно ли считать «зеленой» атомную энергетику и газовую генерацию. И если ЕС на фоне очередного энергетического кризиса включил эти виды генерации в свою зеленую таксономию, то члены IDFC, наоборот, приняли решение об исключении из своей таксономии деятельности по модернизации ТЭС.

Россия при разработке национальной зеленой таксономии руководствовалась принципом технологической нейтральности, включив в нее не только ВИЭ, атомную и гидроэнергетику, но и газовую генерацию при условии ее соответствия жестким критериям по уровню выбросов парниковых газов, аналогичным значениям зеленой таксономии ЕС. В рамках климатической политики в России также реализуется сахалинский эксперимент по ограничению выбросов парниковых газов, запущен добровольный рынок торговли углеродными единицами, ведется реестр климатических проектов, а также обсуждается вопрос о введении налога на углерод.

4. Электроэнергетика России: сегодня и завтра

4.1. Государственная политика в сфере электроэнергетики

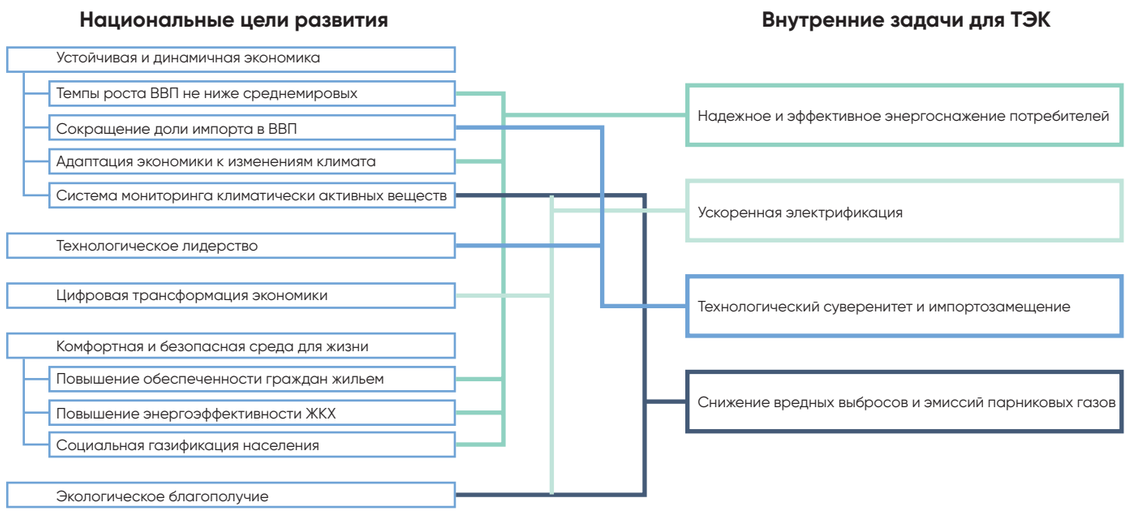
Электроэнергетика является одной из ключевых отраслей российской экономики, от эффективной работы которой зависит решение важнейших задач социально-экономического развития страны, а также обеспечение национальной безопасности. По объему производства электроэнергии Россия находится на четвертом месте в мире после Китая, США и Индии. Наша страна также входит в число мировых лидеров по запасам углеводородного сырья и уровню развития атомной и гидроэнергетики. ГЭС, АЭС и ВИЭ дают 37,3% электроэнергии страны, еще около половины (48,4%) приходится на природный газ.

Но несмотря на все имеющиеся предпосылки для устойчивого развития российской электроэнергетики, в отрасли все еще сохраняются серьезные проблемы, требующие скорейшего решения. В их числе своевременное предотвращение прогнозируемого дефицита электроэнергии, модернизация изношенных генерирующих мощностей, развитие передовых технологий и импортозамещение, снижение негативного экологического и климатического воздействия отрасли. О том, что сегодня делается в нашей стране для решения этих и многих других задач, будет более подробно рассказано в данном разделе бюллетеня.

4.1.1. Стратегические приоритеты развития электроэнергетики

Основой российской энергетической политики является соблюдение баланса между гарантированным удовлетворением потребностей населения и экономки, обеспечением энергетической безопасности, достижением технологического суверенитета и реализацией национальных экологических и климатических целей. Решение задач по устойчивому развитию энергетического комплекса тесно связано с реализацией Национальных целей развития Российской Федерации на период до 2030 года и на перспективу до 2036 года, утвержденных Указом Президента Российской Федераций № 309 от 07.05.2024. В их числе обеспечение потребностей экономики в энергетических ресурсах для ее устойчивого динамичного развития и цифровой трансформации, создание условий для комфортной и безопасной среды для жизни населения, а также вклад отрасли в достижение технологического лидерства и экологического благополучия.

Рис. 34. Карта целей развития России и ТЭК



Источник данных: Институт народнохозяйственного прогнозирования РАН

Российская электроэнергетика сегодня работает в сложных внешнеполитических условиях, обусловленных санкционным режимом недружественных стран Запада. В этой связи особую обеспокоенность вызывает отсутствие в России серийного производства газовых турбин средней и большой мощности. В настоящее время в России работают около 1,34 тыс. иностранных турбин. При этом вступившие в силу летом 2023 года ограничения запрещают компаниям США ремонтировать и обслуживать газовые и паровые турбины на российских ТЭС[71]. Это ставит перед нашим машиностроительным комплексом сложнейшую задачу по запуску массового производства турбин для обеспечения стабильной работы российского ТЭК.

Еще одним вызовом для нашей энергетики является необходимость сокращения углеродного следа генерации, в том числе в контексте возможного применения механизмов трансграничного углеродного регулирования в отношении российской экспортной продукции. При этом важно отметить, что Россия признает актуальность климатической повестки и готова принимать участие в совместных усилиях с другими странами по противодействию изменению климата.

«Наша цель – обеспечить надежную работу энергосистемы России, планомерно снижая нагрузку на окружающую среду. Для этого нужно активно заниматься развитием эффективной низкоуглеродной генерации. Важно также провести замену устаревшего оборудования действующих электростанций всех видов на современное и высокотехнологичное. Все это позволит в полном объеме обеспечить потребности промышленного сектора и наших граждан в энергоресурсах».

Михаил Мишустин, Председатель Правительства Российской Федерации

Как отмечается в Доктрине энергетической безопасности Российской Федерации, наша страна участвует в решении вопросов международной климатической политики в той мере, в которой она отвечает нашим национальным интересам, связанным с повышением качества жизни граждан, охраной окружающей среды и рациональным природопользованием. Одновременно с этим Россия считает недопустимым рассмотрение вопросов изменения климата и охраны окружающей среды с предвзятой точки зрения, ущемление интересов государств – производителей энергоресурсов и намеренное игнорирование таких аспектов устойчивого развития, как обеспечение всеобщего доступа к энергии и развитие чистых углеводородных энергетических технологий.

Стратегические цели по декарбонизации российской энергетики определены в Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года. Стратегия предусматривает как замещение части угольной генерации на низкоуглеродную, так и снижение выбросов действующей угольной генерации за счет внедрения современных технологий. В документе также обозначена необходимость значительного увеличения генерации на основе возобновляемых источников энергии при обеспечении необходимого уровня локализации производства оборудования на территории страны.

Кроме того, важными направлениями выхода на траекторию развития с низким уровнем выбросов парниковых газов являются разработка и освоение технологий улавливания, переработки, использования и захоронения углекислого газа, выбросы которого образуются в процессе энергетического производства, а также электрификация транспорта. При этом особое место в достижении Россией углеродной нейтральности отводится росту поглощающей способности управляемых экосистем.

«Ключевая цель климатической политики России в части отраслей энергетики – снижение их воздействия на климат без ущерба национальным интересам и конкурентоспособности российской экономики. Среди основных инструментов декарбонизации ТЭК – расширение использования низкоуглеродных источников энергии, внедрение современных технологий и повышение энергоэффективности. На этих направлениях сосредоточены усилия Правительства Российской Федерации, энергетических компаний, региональных властей».

Александр Новак, Заместитель Председателя Правительства Российской Федерации

Задачи по повышению надежности и качества энергоснабжения потребителей и обеспечению экономической эффективности электрогенерации определены в Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года. Она нацелена на ускоренный переход к более эффективной, гибкой и устойчивой энергетике, способной адекватно ответить на имеющиеся вызовы и угрозы, который будет определяться следующими характеристиками:

- структурная диверсификация, в рамках которой углеродная энергетика дополнится неуглеродной, централизованное энергоснабжение – децентрализованным, экспорт энергетических ресурсов – экспортом российских технологий, оборудования и услуг в сфере энергетики, расширится спектр применений электрической энергии, сжиженного природного газа и газомоторного топлива;

[71] https://www.eprussia.ru/epr/471/6392704.htm

- цифровая трансформация и интеллектуализация отраслей топливно-энергетического комплекса, в результате которых новое качество приобретут все процессы в сфере энергетики, новые права и возможности получат потребители продукции и услуг отраслей топливно-энергетического комплекса;
- оптимизация пространственного размещения энергетической инфраструктуры, в рамках которой в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке и в Арктической зоне Российской Федерации сформируются нефтегазовые минерально-сырьевые центры, нефтегазохимические комплексы, расширится инфраструктура транспортировки энергетических ресурсов, Российская Федерация станет ведущим игроком на рынках Азиатско-Тихоокеанского региона;
- уменьшение негативного воздействия отраслей топливно-энергетического комплекса на окружающую среду и адаптацию их к изменениям климата, в результате чего Российская Федерация внесет существенный вклад в переход к низкоуглеродному развитию мировой экономики, в международные усилия по сохранению окружающей среды и противодействию изменениям климата.

В соответствии с поручением Президента Российской Федерации Минэнерго России с 2022 года ведет работу по подготовке долгосрочной энергетической стратегии до 2050 года. Сроки завершения работы над документом неоднократно переносились, что объясняется большим количеством неопределенностей, в том числе в связи с введением западных санкций, а также изменениями инфраструктурных, логистических и финансовых условий работы отрасли. В настоящее время проект стратегии обсуждается с экспертным сообществом и ведомствами. Кроме того, министр энергетики Российской Федерации Сергей Цивилев анонсировал разработку стратегии развития энергетики до 2100 года, а также нового национального проекта в сфере энергетики с акцентом на прорывные технологии.

«В рамках энергетической стратегии – 2050 будет применяться подход, подразумевающий отбор проектов на основе следующих факторов: доступность и надежность, экология и климат, экономическая эффективность. Но самое важное в этой энергетической триллемме то, что ее фундаментом является технологический суверенитет. На примере других стран мы видим, что пренебрежение важностью ТЭК в угоду сиюминутным политическим и конъюнктурным метаниям вызывает не только падение экономики и деиндустриализацию, но и ухудшение качества жизни граждан. Это накладывает на нас колоссальную ответственность в части планирования будущего отрасли с целью раскрытия ее максимального потенциала».

Сергей Цивилев, министр энергетики Российской Федерации

Таб. 8. Стратегические документы Российской Федерации в сфере энергетики

Стратегия национальной безопасности Российской Федерации	Достижение целей обеспечения экономической безопасности предусматривает решения следующих задач: • обеспечение энергетической безопасности Российской Федерации, в том числе обеспечение устойчивого тепло- и энергоснабжения населения и субъектов национальной экономики, повышение энергетической эффективности экономики и эффективности государственного управления в сфере топливно-энергетического комплекса; • развитие технологий получения электроэнергии из возобновляемых и альтернативных источников энергии, развитие низкоуглеродной энергетики.
Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года	Приоритетами государственной энергетической политики Российской Федерации являются: • гарантированное обеспечение энергетической безопасности страны в целом и на уровне субъектов Российской Федерации, в особенности расположенных на геостратегических территориях; • первоочередное удовлетворение внутреннего спроса на продукцию и услуги в сфере энергетики; • переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике; • развитие конкуренции в конкурентных видах деятельности топливно-энергетического комплекса на внутреннем рынке; • рациональное природопользование и энергетическая эффективность; • максимально возможное использование оборудования, имеющего подтверждение производства на территории Российской Федерации; • повышение результативности и эффективности всех уровней управления в отраслях топливно-энергетического комплекса; • максимальное использование преимуществ централизованных систем энергоснабжения.
Доктрина энергетической безопасности Российской Федерации	Принципами обеспечения энергетической безопасности являются: • законность; • приоритет внутреннего рынка; • стабильность налоговой политики и нормативно-правового регулирования в сфере энергетики; • сырьевая, финансовая и кадровая обеспеченность организаций топливно-энергетического комплекса; • рациональное природопользование и энергетическая эффективность; • государственно-частное партнерство; • учет интересов всех субъектов энергетической безопасности и населения.
Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года	Для снижения выбросов парниковых газов в электроэнергетике предусматривается использование следующих инструментов: • внедрение современных технологий, развитие парогазовой генерации, атомных электростанций, гидроэлектростанций и возобновляемых источников энергии; • максимальное использование потенциала снижения эмиссии парниковых газов в угольной энергетике, в том числе за счет полного перехода на наилучшие доступные технологии; • поддержка инновационных и климатически эффективных технологий сжигания угля, повсеместного замещения низкоэффективных котельных объектами когенерации; • широкое стимулирование развития и применения технологий улавливания, использования и захоронения парниковых газов.

Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года	Мероприятия по реализации стратегии в части энергетики включают: • замещение части угольной генерации на безуглеродную и низкоуглеродную, а также снижение выбросов действующей угольной генерации за счет внедрения современных технологий; • увеличение объемов утилизации попутного нефтяного газа; • снижение потерь в электрических и тепловых сетях для обеспечения экономичности работы электрических и тепловых сетей за счет уменьшения потерь при передаче и распределении энергии; • развитие распределенной генерации (в том числе в изолированных энергосистемах); • значительное увеличение генерации на основе возобновляемых источников энергии при обеспечении необходимого уровня локализации производства оборудования на территории Российской Федерации с соблюдением принципов экологической ответственности, в том числе при добыче редкоземельных металлов; • раскрытие для потребителей информации о происхождении электроэнергии и ее «углеродного следа»; • использование отдельных видов отходов (в том числе не подлежащих материальной утилизации) в качестве энергетических ресурсов и т.п.
Стратегия пространственного развития Российской Федерации на период до 2025 года	Одними из основных направлений пространственного развития Российской Федерации являются ликвидация инфраструктурных ограничений федерального значения и повышение доступности и качества энергетической инфраструктуры путем: • организации гарантированного обеспечения территорий Российской Федерации доступной электроэнергией; • развития централизованных энергетических систем, включая стимулирование модернизации генерирующих мощностей тепловых, атомных и гидроэлектростанций; • обеспечения устойчивого энергоснабжения потребителей, расположенных на геостратегических территориях Российской Федерации, прежде всего Республики Крым, г. Севастополя, Калининградской области, а также субъектов Российской Федерации, расположенных на Дальнем Востоке; • содействия развитию распределенной генерации, в том числе на основе возобновляемых источников энергии, в первую очередь на удаленных и труднодоступных территориях, обладающих необходимыми природными условиями и ресурсами и т.д.
Стратегия научно-технологического развития Российской Федерации	В число приоритетов научно-технологического развития входит переход к экологически чистой и ресурсосберегающей энергетике, повышение эффективности добычи и глубокой переработки углеводородного сырья, формирование новых источников энергии, способов ее передачи и хранения.
Приоритетные направления научно-технологического развития	Одним из приоритетных направлений научно-технологического развития является высокотехнологичная и ресурсосберегающая энергетика. Перечень важнейших наукоемких технологий включает: • технологии создания высокоэффективных систем генерации, распределения и хранения энергии (в том числе атомной); • технологии создания энергетических систем с замкнутым топливным циклом.

Базовым документом, обеспечивающим предотвращение прогнозируемых на долгосрочный период дефицитов электроэнергии, является генеральная схема размещения объектов электроэнергетики. Ее актуализированная версия на период до 2035 года была утверждена в 2023 году решением Правительства Российской Федерации. Документ предполагает ввод в эксплуатацию новых энергоблоков АЭС суммарной мощностью более 12 тыс. МВт, строительство дополнительных объектов гидроэнергетики примерно на 7 тыс. МВт, а также замену устаревшего оборудования на действующих электростанциях всех видов (ТЭС, АЭС, ГЭС) на современные цифровые агрегаты и устройства[72].

При разработке стратегических документов, регулирующих деятельность энергетического комплекса, также учитывается влияние климатических изменений, оказываемое на процессы выработки электроэнергии и объемы ее потребления. Анализ таких воздействий представлен в Плане адаптации к изменениям климата в сфере топливно-энергетического комплекса Российской Федерации[73]. Документ также содержит план приоритетных мероприятий, направленных на создание механизмов управления адаптацией в сфере ТЭК, разработку информационно-аналитической базы и системы мониторинга, совершенствование нормативно-методической базы и мер государственной поддержки.

Таб. 9. Наблюдаемые воздействия климатических изменений на производство и потребление электроэнергии в Российской Федерации

Производство энергии на ТЭС	Улучшение работы оборудования и уменьшение коррозии вследствие повышения температуры
	Уменьшение полезного отпуска электроэнергии вследствие повышения максимальных температур
	Уменьшение количества водных ресурсов для охлаждения ТЭС на юге России
	Угроза риска аварий из-за неблагоприятных гидрометеорологических явлений, в особенности смерчей и ураганов
Гидроэнергетика	Увеличение осадков и снеготаяния – увеличение стока рек и водных ресурсов на большей части территории России
	Увеличение повторяемости экстремальных маловодий и наводнений
Ветроэнергетика	Повторяемость «энергоактивных» скоростей ветра (> 5м/с) изменилась незначительно, что практически не повлияло на уровень выработки энергии ВЭС
	Снижение скорости ветра на большей части территории России на 5%
	Рост скоростей ветра в прибрежных районах европейской части России, Сибири и Дальнего Востока до 10%
Солнечная энергетика	Повсеместный рост температуры воздуха и увеличение суммарной солнечной радиации до 4% на европейской части территории России, Урале и в Западной Сибири
	Уменьшение суммарной солнечной радиации до 6% на Чукотке и побережье Охотского моря
Потребление энергии	Увеличение энергопотребления из-за сокращения отопительного периода
	Увеличение энергопотребления на кондиционирование, особенно в Южном Федеральном округе

Источник данных: План адаптации к изменениям климата в сфере топливно-энергетического комплекса Российской Федерации

[72] https://www.so-ups.ru/news/energy-news/energy-news-view/news/20679/
[73] https://www.economy.gov.ru/material/file/8c01bf7fdb69eabd61b70ea0438c4e3b/Минэнерго%20России%20%28приказ%29.pdf

4.1.2. Обеспеченность электроэнергией российских регионов

Электроэнергетический комплекс России состоит из Единой энергетической системы России (ЕЭС России) и пяти технологически изолированных территориальных энергосистем Камчатского края, Магаданской и Сахалинской областей, Чукотского автономного округа, а также Норильско-Таймырской энергосистемы в Красноярском крае.

ЕЭС России в свою очередь включает 75 региональных энергосистем, образующих 7 объединенных энергосистем: Востока, Урала, Средней Волги, Юга, Центра и Северо-Запада. Все энергосистемы соединены межсистемными высоковольтными линиями электропередачи напряжением 220-500 кВ и выше и работают в синхронном режиме.

Таб. 10. Регионы России с наиболее высокими и низкими тарифам на электроэнергию для населения в 2021 году

Максимальные значения		Минимальные значения	
Чукотский АО	8,82	Иркутская обл.	1,23
Камчатский край	6,94	Республика Хакасия	2,36
Республика Саха	6,82	Республика Дагестан	2,83
Московская обл.	5,93	Новосибирская обл.	2,93
Москва	5,92	Чеченская Республика	2,95

Источник данных: Институт социально-экономических проблем народонаселения РАН

В различных регионах России тарифы на электроэнергию для населения могут существенно отличаться как по федеральным округам, так и между регионами внутри округов. Так, в 2021 году они колебались от 1,23 руб./кВт·ч в Иркутской области до 8,82 руб./кВт·ч в Чукотском АО. Тарифы зависят от себестоимости генерации электроэнергии. Например, в Иркутской области низкий тариф на электроэнергию объясняется высокой долей электроэнергии, вырабатываемой тремя мощными ГЭС Ангарского каскада, а также тем, что часть расходов населения оплачивают предприятия региона, для которых тариф почти в три раза выше. Вследствие этого в последнее время Иркутская область стала привлекательной для лиц, занимающихся майнингом криптовалюты[74].

В соответствии со Схемой и программой развития электроэнергетических систем России на 2024-2029 гг.[75], к 2029 году прогнозируемый дефицит энергетической мощности ожидается в трех объединенных энергосистемах:

- в юго-восточной части ОЭС Сибири (в южных частях Забайкальского края, Республике Бурятия, Иркутской области) – прогнозируемый дефицит не менее 1225 МВт;
- в юго-западной части ОЭС Юга России (в Краснодарском крае, Республике Крым и г. Севастополе) – прогнозируемый дефицит не менее 857 МВт с возможностью увеличения до 1286 МВт;
- в ОЭС Востока – прогнозируемый дефицит не менее 1348 МВт с возможностью увеличения до 1935 МВт[76].

[74] https://www.jour.fnisc.ru/index.php/population/article/view/9763/9520
[75] https://minenergo.gov.ru/upload/iblock/202/document_226117.pdf
[76] https://www.bigpowernews.ru/markets/document113937.phtml

Рис. 35. Ключевые инфраструктурные проекты в энергетике

Источник данных: проект энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2050 года

В настоящее время уже определены основные технические и экономические параметры проведения долгосрочных конкурентных отборов проектов строительства в 2024 году новой генерации в суммарном объеме до 2666 МВт. Для покрытия прогнозируемого дефицита мощности в 2029 году планируется ввести в эксплуатацию новые мощности:

- в юго-восточной части ОЭС Сибири в объеме 1225 МВт, из которых 525 МВт (Улан-Удэнская ТЭЦ-265 МВт, Иркутская ТЭЦ-112×230 МВт) уже отобраны;
- в юго-западной части ОЭС Юга России в объеме 855-941 МВт в рамках конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов (КОМ НГО), а также дополнительное расширение на 250 МВт уже действующих Ударной и Таврической ТЭС.

Энергетическое оборудование для новых электростанций, включая паровые и газовые турбины, котельное оборудование и генераторы, будет производиться в России[77]. Для дальнейшего своевременного предотвращения прогнозируемых дефицитов электрической мощности работа по совершенствованию систем долгосрочного и среднесрочного планирования будет осуществляться на регулярной основе.

«Сегодня у нас достаточно резервов мощностей. Но мы должны смотреть в будущее. У нас очень протяженная и сложная энергосистема с непростой топологией сети и неравномерно распределенной мощностью. Если в целом по системе есть резервы и даже избыток мощности, то, например, на юго-востоке Сибири прогнозируется дефицит. Потребление растет неравномерно. Восток, Сибирь, юг развиваются существенно быстрее, чем центральные районы».

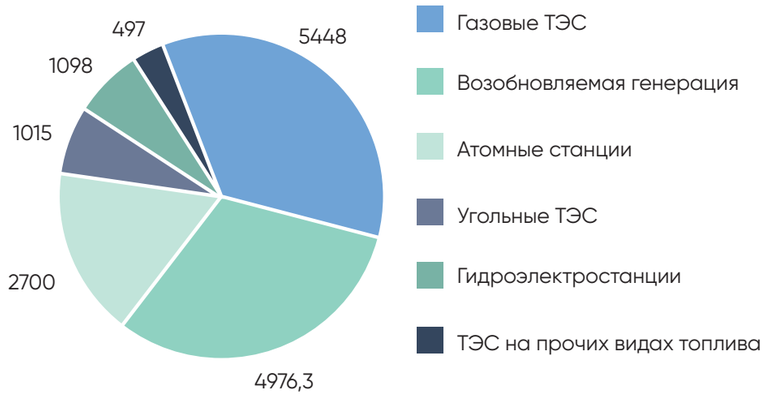
Федор Опадчий, председатель правления АО «Системный оператор ЕЭС»

Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2024-2029 гг. предусматривает рост потребления электроэнергии по Единой энергетической системе России к 2029 году до 1274,5 млрд кВт·ч. При этом среднегодовой темп роста потребления энергии составит 2,04%. Ожидается, что наибольшую динамику будет показывать ОЭС Востока, где среднегодовой рост энергопотребления составит 5,2%.

В рамках реализации схемы и программы к 2029 году в эксплуатацию планируется ввести 15734,3 МВт мощностей, вывести – 5080,5 МВт, включая 4080,5 МВт на ТЭС и 1000 МВт на АЭС. Увеличение установленной мощности, связанное с реконструкцией и модернизацией генерирующего оборудования, должно составить 1289,9 МВт.

[77] http://government.ru/news/51654/

Рис. 36. Структура мощностей, планируемых к введению в эксплуатацию к 2029 году (МВт)



Источник данных: Схема и программа развития электроэнергетических систем России на 2024-2029 гг.

Таким образом, ожидается, что суммарная установленная мощность электростанций ЕЭС России возрастет с 247 601,8 МВт в 2023 году до 261 230,5 МВт в 2029 году. При этом структура используемого топлива останется практически без изменений. Совокупный объем инвестиций для реализации предусмотренных схемой и программой мероприятий в прогнозных ценах составляет 3 190,38 млрд руб.[78]

Выводы по разделу

Электроэнергетика является одной из ключевых отраслей российской экономики. Россия находится на четвертом месте в мире по объему производства электроэнергии, входит в число мировых лидеров по запасам углеводородного сырья и уровню развития атомной и гидроэнергетики. ГЭС, АЭС и ВИЭ дают 37,3% электроэнергии страны, еще около половины приходится на природный газ.

Несмотря на все имеющиеся предпосылки для устойчивого развития российской электроэнергетики, в отрасли все еще сохраняются серьезные вызовы. В их числе своевременное предотвращение прогнозируемого дефицита электроэнергии, модернизация изношенных генерирующих мощностей, развитие передовых технологий и импортозамещение, снижение негативного экологического и климатического воздействия отрасли.

Российская электроэнергетика работает сегодня в сложных внешнеполитических условиях, обусловленных санкционным режимом недружественных стран Запада. В этой связи особую обеспокоенность вызывает отсутствие в России серийного производства турбин средней и большой мощности. Это ставит перед отечественным машиностроительным комплексом сложнейшую задачу по запуску их массового производства для обеспечения стабильной работы российского ТЭК.

Еще один вызов для нашей энергетики – необходимость сокращения углеродного следа электрогенерации. Для решения этой задачи Стратегией социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов предусмотрено замещение части угольной генерации на низкоуглеродную, снижение выбросов действующей угольной генерации за счет внедрения современных технологий, а также увеличение генерации на основе ВИЭ и локализация производства оборудования.

Основой российской энергетической политики является гарантированное обеспечение потребностей населения и экономки в стабильной и доступной электроэнергии. При этом, в соответствии со Схемой и программой развития электроэнергетических систем России на 2024-2029 гг., к 2029 году прогнозируемый дефицит энергетической мощности ожидается в трех объединенных энергосистемах: в юго-восточной части ОЭС Сибири, юго-западной части ОЭС Юга России, в ОЭС Востока. Для решения этой проблемы уже согласованы основные технические и экономические параметры проведения долгосрочного конкурентного отбора проектов строительства в 2024 году новой генерации в суммарном объеме до 2166 МВт. Решения по покрытию прогнозируемого дефицита в ОЭС Востока будут приняты после запуска на территории соответствующей неценовой зоны механизмов рыночного ценообразования.

Планируется, что в рамках реализации схемы и программы развития электроэнергетических систем России суммарная установленная мощность электростанций ЕЭС России должна возрасти с 247 601,8 МВт в 2023 году до 261 230,5 МВт в 2029 году. При этом структура используемого топлива останется практически без изменений.

В настоящее время в соответствии с поручением Президента Российской Федерации Минэнерго России осуществляет подготовку долгосрочной энергетической стратегии до 2050 года, в рамках которой планируется применять подход к отбору проектов на основе следующих факторов: доступность и надежность, экология и климат, экономическая эффективность. При этим ключевым ориентиром новой стратегии должно стать достижение технологического суверенитета.

[78] https://minenergo.gov.ru/upload/iblock/202/document_226117.pdf

4.2. Механизмы, стимулирующие развитие российской электроэнергетики

Ключевым механизмом, направленным на привлечение инвестиций в российскую электроэнергетику, являются программы, предусматривающие заключение договоров о предоставлении мощности (ДПМ) между электрогенерирующими компаниями и крупными потребителями. По этим договорам генерирующие компании обязуются построить новые мощности и/или обновить старые, а потребители – оплатить затраты через повышенные платежи за электроэнергию. Для тех производителей, которые не смогут ввести электростанции в эксплуатацию вовремя, предусмотрены существенные штрафы.

Программы развития электроэнергетики, основанные на механизме ДПМ:

- Программа ДПМ-1 – реализована в период 2010-2020 гг. и направлена на стимулирование строительства новых и модернизацию существующих генерирующих мощностей;
- Программа ДПМ-2 (КОММод) – реализуется в период 2022-2031 гг. и направлена на модернизацию объектов тепловой генерации;
- Программа ДПМ ВИЭ 1.0 – реализуется в период 2013-2024 гг. и направлена на развитие возобновляемой энергетики (СЭС, ВЭС и малых ГЭС);
- Программа ДПМ ВИЭ 2.0 – реализация запланирована на 2025-2035 гг. как продолжение Программы ДПМ ВИЭ 1.0.

В соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 28.02.2017 № 240[79] меры господдержки ВИЭ в рамках механизма ДПМ были распространены на генерирующие объекты, работающие на основе сжигания твердых бытовых отходов (ДПМ ТБО). В 2017 году также были определены регионы, на территории которых реализуются проекты строительства заводов по энергетической утилизации отходов. Ими стали Республика Татарстан, Московская область и г. Москва.

Проекты в сфере электроэнергетики также могут претендовать на получение господдержки в рамках реализации следующих механизмов:

- предоставление субсидий из федерального бюджета в рамках реализации инвестиционных проектов по внедрению наилучших доступных технологий (НДТ), предусмотренное Постановлением Правительства Российской Федерации от 30.04.2019 № 541[80];
- стимулирующее регулирование по проектам, соответствующим критериям таксономии технологического суверенитета и структурной адаптации экономики Российской Федерации, утвержденной Постановлением Правительства Российской Федерации от 15.04.2023 № 603[81].

Одновременно с этим в России формируется институциональная среда, направленная на развитие зеленой энергетики. Ключевыми инициативами в этой области являются:

- создание национальной системы сертификации происхождения электроэнергии в соответствии с изменениями, внесенными в Федеральный закон «Об электроэнергетике»[82];
- развитие зеленого финансирования, основные параметры которого регулируются Постановлением Правительства Российской Федерации от 21.09.2021 № 1587[83];
- реализация климатических проектов в области низкоуглеродной энергетики на основании Федерального закона от 02.07.2021 N 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов»[84].

4.2.1. Программы ДПМ

Реализация Программы ДПМ-1 осуществлялась в 2010-2020 гг. в соответствии с Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.12.2010 № 1172 «Об утверждении Правил оптового рынка электрической энергии и мощности и о внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросам организации функционирования оптового рынка электрической энергии и мощности»[85]. Программа была направлена на стимулирование строительства новых генерирующих мощностей и модернизацию существующих в целях обеспечения надежности энергосистемы, удовлетворения растущего спроса на электроэнергию и обновления устаревшей инфраструктуры. В рамках программы ДПМ-1 был построен 91 новый электрогенерирующий объект, модернизировано 45 объектов. Это позволило ввести в эксплуатацию более 29 ГВт новых мощностей. Общий объем инвестиций на реализацию данных проектов составил 1,3 трлн руб[86].

[79] http://government.ru/docs/all/110667/
[80] http://government.ru/docs/all/121760/
[81] http://static.government.ru/media/files/8JsiO5kSItJA1g5lHhGd5qiQVACelECn.pdf
[82] http://www.kremlin.ru/acts/bank/49679
[83] http://static.government.ru/media/files/3hAvrl8rMjp19BApLG2cchmt35YBPH8z.pdf
[84] http://www.kremlin.ru/acts/bank/47013
[85] http://static.government.ru/media/files/laIBCeo1DS8MXRLlIEl19ef6pAF2Vnu4.pdf
[86] https://irao-engineering.ru/upload/iblock/306/3g5fbkmc89b6hsx9obya8hzar57owy9o/932cd333bce770894c54a79ea1987e30.pdf

Таб. 11. Результаты реализации Программы ДПМ-1 в 2010-2020 гг.

	Модернизированные объекты	Новые объекты
Теплоэнергетика на газе	15 объектов – 2,4 ГВт	83 объекта – 20 ГВт
Теплоэнергетика на угле	22 объекта – 4,6 ГВт	8 объектов – 2,7 ГВт
Гидроэнергетика	8 объектов – 0,2 ГВт	

Источник данных: НП «Совет рынка» и ИПЕМ, СО ЕЭС

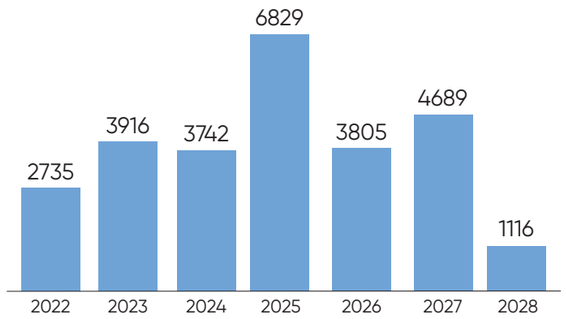
В результате реализации Программы ДПМ-1 в эксплуатацию был введен большой объем новой высокоэффективной генерации, но проблема устаревших мощностей, нуждающихся в модернизации, не утратила своей актуальности. Для ее решения программа ДПМ-1 была продлена на 2022-2031 гг. под названием ДПМ-2, или КОММод – конкурентный отбор проектов модернизации тепловой генерации.

Программа ДПМ-2 является аналогом первой программы ДПМ-1, но направлена на модернизацию самых изношенных и востребованных ТЭС с целью снижения операционных затрат и повышения их топливной эффективности. При этом ввод новых мощностей, в том числе в рамках Программы ДПМ-1, позволил выводить из эксплуатации на время модернизации старые ТЭС без создания угроз для стабильной работы энергосистем.

Одним из ключевых критериев отбора, в соответствии с которыми проекты включаются в Программу ДПМ-2, является востребованность объекта генерации. В перечень условий участия в ДПМ-2 также входит обязательство обеспечить функционирование нового оборудования в течение не менее 15 лет. У ДМП-1 этот срок составлял 10 лет. Кроме того, ДПМ-2 устанавливает нормативную доходность инвестиций на уровне 14% и требует локализации оборудования на уровне не менее 90%, что является серьезным стимулом для развития отечественной промышленности.

На текущий момент в рамках программы КОММод отобрано 127 проектов суммарной мощностью 26,8 ГВт, в том числе проекты, предусматривающие установку инновационных газовых турбин отечественного производства. Уже модернизированы 24 объекта, которые поставляют в сеть более 5 ГВт мощности. При этом механизм конкурсного отбора позволил значительно снизить величину капитальных затрат и, соответственно, финансовую нагрузку для потребителей оптового рынка[88].

Рис. 37. Установленная мощность проектов, отобранных в рамках КОММод (МВт)



Источник данных: Системный оператор Единой энергетической системы[88]

Одним из основных факторов устойчивого роста объемов поставленной на оптовый рынок мощности в период с 2014 по 2020 гг. стал ввод в эксплуатацию новых объектов генерации по программе ДПМ. Так, в 2023 году из общего объема фактически поставленной на оптовый рынок мощности, составившего 198,9 ГВт, 11,5% приходится на мощности, введенные по Программе ДПМ, 1,9% – по Программе КОММод[89].

[87] https://irao-engineering.ru/upload/iblock/370/xydkciqr3asrodmcpxosin1fz3tev1cl/1_2024.pdf
[88] https://kom.so-ups.ru/MainPage.aspx
[89] https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/power_reports/power_report_2023.pdf

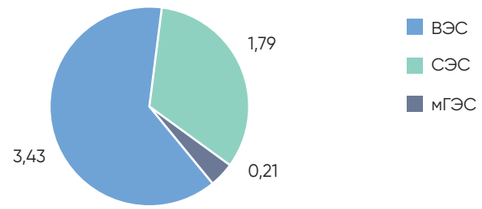
4.2.2. Программы ДПМ ВИЭ

Задачи по привлечению инвестиций в развитие ВИЭ решает принятое в 2013 году Постановление Правительства Российской Федерации от 28.05.2013 № 449 «О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии на оптовом рынке электрической энергии и мощности»[90]. Постановление регулирует правила определения цены на мощность генерирующих объектов на основе ВИЭ, обеспечивающих возврат капитала, инвестированного в их создание, и необходимый уровень его доходности. Положением также предусмотрено проведение конкурсного конкурентного отбора инвестиционных проектов по строительству СЭС, ВЭС и малых ГЭС, в отношении которых заключаются договоры о предоставлении мощности.

Данный механизм, известный как ДПМ ВИЭ 1.0, реализуется с 2013 года и показал довольно неплохие результаты, с учетом того, что отрасль ВИЭ развивалась практически с нуля. Объем ввода установленной мощности электростанций, построенных в рамках ДПМ ВИЭ 1.0, составил 5,43 ГВт[91]. При этом с 2014 года среднегодовой темп прироста мощности ВИЭ достигал 15%, а ее доля в установленной мощности ЕЭС России выросла с 0,7% в 2014 году до 2,4% в 2023 году.

Показательно и то, что практически 28% прироста установленной мощности электростанций ЕЭС России за последнее десятилетие (+15,1 ГВт) было обеспечено за счет ВИЭ (+4,2 ГВт). Однако для оценки реальной доли ВИЭ в выработке показатель установленной мощности нужно делить в лучшем случае на три, поскольку добиться устойчивого значения коэффициента использования установленной мощности (КИУМ) выше 30% на крайне зависимых от погодных условий ВЭС сложно[92]. Для российских солнечных электростанций этот показатель в среднем и вовсе не превышает 14%.

Рис. 38. Объем ввода установленной мощности электростанций, построенных в рамках ДПМ ВИЭ 1.0 (ГВт)



Источник данных: Ассоциация развития возобновляемой энергетики

Рис. 39. Установленная мощность СЭС ДПМ ВИЭ на конец 1 кв. 2024 года (МВт)

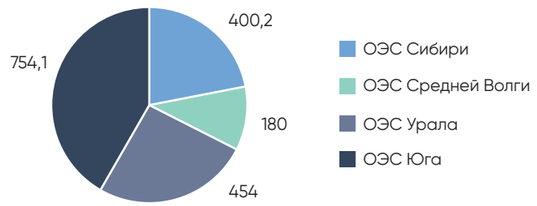
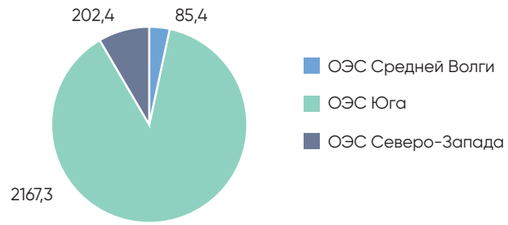


Рис. 40. Установленная мощность ВЭС ДПМ ВИЭ на конец 1 кв. 2024 года (МВт)



Источник данных: Системный оператор Единой энергетической системы[93]

В целях укрепления позиций созданного в России научно-промышленного кластера в отрасли ВИЭ и углубления степени локализации производства оборудования в 2021 году Правительством Российской Федерации было принято решение о продлении механизма стимулирования инвестиций в генерирующие объекты, функционирующие на основе ВИЭ, до 2035 года.

Реализация второго этапа программы под названием ДПМ ВИЭ 2.0 должна привести к увеличению доли ВИЭ в энергосистеме России и снижению ее стоимости, а также повышению локализации производства оборудования для ВИЭ и развитию экспорта высокотехнологичной продукции, произведенной в рамках программы. Объем поддержки Программы ДПМ ВИЭ 2.0 оценивается в 350 млрд руб. Ожидается, что до 2035 года объем энергомощностей на базе ВИЭ может достичь 15 ГВт[94].

[90] http://static.government.ru/media/files/41d469c366920ef19ca2.pdf
[91] https://www.bigpowernews.ru/photos/0/0_2jvO7UCEruqcpV7TiyyPSsSuTmxPXCA4.pdf
[92] https://itek.ru/analytics/energetika-bez-ambicij-2/
[93] https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/2024/res/res_mar_24.pdf
[94] https://energypolicy.ru/dekarbonizacziya-otraslej-tek-reshenie-klimaticheskih-zadach-bez-ushherba-dlya-energobezopasnosti/business/2024/15/12/
[95] https://rosenergo.gov.ru/upload/iblock/e04/3xtm87iv99x76b23c6wjul3as5pzz8zj.pdf

Основные отличия программ ДПМ ВИЭ 1.0 и ДПМ ВИЭ 2.0[95].

- конкурсный отбор инвестиционных проектов ВИЭ будет осуществляться на основе заявленного инвесторами показателя эффективности генерирующего объекта, а не по величине капитальных затрат на реализацию проекта;
- вместо ограничений по ежегодным объемам ввода мощностей планируемых проектов установлены лимиты на ежегодные объемы их поддержки;
- введена балльная методика оценки проектов;
- установлены более жесткие целевые показатели локализации оборудования генерирующего объекта ВИЭ и ужесточены штрафы за их несоблюдение;
- введены требования по объему экспорта ВИЭ-компонентов, произведенных в России;
- мощность проекта малых ГЭС, заявленного на конкурсный отбор, не должна превышать 50 МВт (вместо 25 МВт).

4.2.3. Поддержка проектов по внедрению НДТ

В соответствии с Постановлением № 541 проекты по внедрению НДТ могут получить из федерального бюджета субсидии на возмещение части затрат на выплату купонного дохода по облигациям, выпущенным в рамках их реализации, а также на уплату процентов по кредитам, выданным на их реализацию. В соответствии с данным механизмом конкурсный отбор 2023-2024 гг. прошел один проект в сфере электроэнергетики, направленный на модернизацию государственной районной электростанции. Проект ожидает заключения соглашения на получение субсидии с Минпромторгом России.

В рамках проекта на электростанции будет произведена установка электрофильтров с эффективностью очистки 99,5%, которые заменят действующие золоуловители мокрого типа, а также реконструкция котлоагрегатов. Это позволит снизить объемы выбросов загрязняющих веществ, возникающих в ходе эксплуатации электростанции, повысить ее ресурсную и энергетическую эффективность, а также эффективность топливосжигания.

4.2.4. Поддержка проектов, соответствующих таксономии технологического суверенитета и структурной адаптации экономики

Проекты, соответствующие критериям таксономии технологического суверенитета и структурной адаптации экономики Российской Федерации, утвержденной Постановлением № 603, могут получить поддержку в рамках стимулирующего регулирования Банка России. Данная мера позволяет банкам с универсальной лицензией кредитовать соответствующие таксономии проекты с меньшей нагрузкой на капитал. Снижение нагрузки по целевым кредитам, выданным после 30 сентября 2022 года, может составляет от 10 до 70% от стандартной величины кредитного риска по ссуде в зависимости от категории проекта и кредитного качества ссуды, в том числе определяемого с помощью национальных кредитных рейтингов[96].

К реализации данной программы, способствующей финансированию наиболее значимых для экономики страны инвестиционных проектов, уже присоединились крупнейшие банки. Они участвуют в финансировании 12 проектов технологического суверенитета на общую сумму 265 млрд руб., 10% от которой приходится на атомную промышленность[97].

Таб. 12. Направления проектов энергетической промышленности, соответствующие таксономии технологического суверенитета и структурной адаптации экономики

Проекты технологического суверенитета	Проекты структурной адаптации экономики
• Производство оборудования для энергетического машиностроения, включая газовые, паровые, гидравлические и ветряные турбины мощностью от 35 МВт • Производство оборудования для электротехнической промышленности • Производство кабелей и оборудования • Производство систем накопления и хранения электрической энергии • Производство оборудования для водородной энергетики • Производство составляющих для атомной энергетики • Строительство электростанций для генерации на возобновляемых источниках энергии, в том числе солнечных, ветровых, геотермальных	• Услуги, связанные с атомной энергетикой, включая услуги по обращению с радиоактивными отходами, по переработке отработавшего ядерного топлива, по производству установок ядерных систем, ядерных реакторов и оборудования для ядерных установок и атомных станций

Источник данных: Постановление Правительства Российской Федерации от 15.04.2023 № 603

[96] https://cbr.ru/press/event/?id=15832
[97] https://asros.ru/news/asros/stimuliruyushchee-regulirovanie-proektov-tekhnologicheskogo-suvereniteta-obsudili-na-xxiv-vserossiys/

В настоящее время ведется работа по внесению изменений в Постановление № 603, которые предусматривают выделение зеленых проектов как отдельного направления таксономии технологического суверенитета и структурной адаптации экономики, включая следующие виды деятельности в сфере электроэнергетики[98]:

- строительство электростанций для генерации на ВИЭ, в том числе солнечных, ветровых и геотермальных;
- строительство и ввод в эксплуатацию атомных электростанций;
- производство топлива для генерации на низкоуглеродных и возобновляемых источниках энергии;
- производство систем накопления и хранения электрической энергии;
- создание и модернизация производств по утилизации отходов с получением энергии.

4.2.5. Зеленое финансирование

Национальная система зеленого финансирования, процесс формирования которой в России еще продолжается, призвана помочь бизнесу привлекать средства для реализации проектов, связанных с позитивным воздействием на окружающую среду. Ее основой являются таксономия проектов устойчивого (в том числе зеленого) развития и требования к их верификации, утвержденные Постановлением № 1587.

Участие в финансировании и реализации зеленых проектов, соответствующих национальной таксономии, приносит компаниям как государственного, так и частного сектора репутационные преимущества, а также повышает их устойчивость за счет перехода к ответственным ESG-практикам. Однако в настоящее время соответствие проекта и финансового инструмента, выпущенного для его финансирования, критериям Постановления № 1587 не является основанием для получения господдержки. Необходимость создания таких финансовых стимулов неоднократно обсуждалась, однако практической реализации не получила.

«Объем рынка облигаций устойчивого развития слишком мал, чтобы для введения льгот были серьезные преграды. По разным оценкам, его объем составляет несколько сотен миллиардов рублей. Это капля в море для рынков капитала. Но такая мера может стать настоящим катализатором, который изменит облик рынка финансирования устойчивого развития».

Марина Слуцкая, директор по устойчивому развитию ДОМ.РФ

По состоянию на июль 2024 года в реестр финансовых инструментов устойчивого развития ВЭБ.РФ было включено 17 выпусков зеленых облигаций общим объемом 349,3 млрд руб., прошедших верификацию на соответствие Постановлению № 1587, а также один выпуск адаптационных облигаций на 5 млрд руб. и один зеленый кредит на 110 млрд руб.[99] Из них – 6 выпусков облигаций целиком или частично направлены на поддержку проектов, связанных с электроэнергетикой.

Наибольшая часть российских зеленых проектов, связанных с энергетикой, ожидаемо направлена на развитие солнечной и ветрогенерации. Исключение составляют только выпуск зеленых облигаций ВЭБ.РФ, за счет которых было профинансировано строительство энергетических объектов, не связанных с использованием ВИЭ, а также зеленый кредит ВЭБ.РФ на создание объектов по энергетической утилизации ТБО.

При этом, помимо ВИЭ, российская зеленая таксономия предусматривает реализацию проектов по широкому спектру направлений, которые российские эмитенты пока оставляют без внимания. К таким направлениям, имеющим существенный потенциал для развития низкоуглеродной экономики, относятся электрогенерация на природном газе, комбинированная генерация с ВИЭ на изолированных и труднодоступных территориях, строительство объектов когенерации, утилизация золошлаковых отходов, строительство объектов для хранения электроэнергии, получаемой с помощью ВИЭ, накопители энергии.

Таб. 13. Выпуски облигаций, верифицированных на соответствие российской зеленой таксономии, по направлению электроэнергетика

Эмитент	Дата и объем выпуска	Верификатор	Целевое использование средств	Эффекты проекта
ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА				
АО «Атомэнергопром»	25.06.2021 10 млрд руб.	Эксперт РА[100]	Строительство 5 ВЭС общей мощностью 660 МВт	Предотвращение выбросов ПГ – 392 867 тонн CO2-экв. в год
	06.12.2022 9 млрд руб.	Эксперт РА[101]	Строительство 4 ВЭС общей мощностью 375 МВт	Предотвращение выбросов ПГ – 364 727 тонн CO2-экв. в год

[98] https://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=PNPA&n=103701#w7y4WIUqswqa8rg51
[99] https://вэб.рф/ustojchivoe-razvitie/zeljonoe-finansirovanie/vypuski-finansovykh-instrumentov/
[100] Заключение верификатора: https://вэб.рф/files/?file=9600a0a89a66c57f8233cad78af93c4f.pdf
[101] Заключение верификатора: https://raexpert.ru/docbank/d50/729/69f/4285d8e02634842761611c5.pdf

Эмитент	Дата и объем выпуска	Верификатор	Целевое использование средств	Эффекты проекта
ВЕТРОЭНЕРГЕТИКА				
ПАО «ЕВРОТРАНС»	19.03.2024	АКРА[102]	Строительство 63 электрозаправочных станций с установкой ветряных электростанций мощностью 10 кВт	Предотвращение выбросов ПГ при производстве электроэнергии для зарядки электромобилей не учитывалось
	19.03.2024	АКРА[103]		
СОЛНЕЧНАЯ ЭНЕРГЕТИКА				
ПАО СБЕРБАНК	12.11.2021 25 млрд руб.	АКРА[104]	Строительство 8 СЭС общей мощностью 305 МВт	Предотвращение выбросов ПГ – 2 887 690 тонн CO2-экв. за весь период эксплуатации
АТОМНАЯ ЭНЕРГЕТИКА				
ВЭБ.РФ	11.30.2023 Объем эмиссии отдельно по проекту строительства АЭС не раскрывается	АКРА[105]	Строительство АЭС в составе 2 энергоблоков мощностью до 1200 МВт	Предотвращение выбросов ПГ – 8,7 млн тонн CO2-экв. в год; 522 млн тонн CO2-экв. за весь период эксплуатации (60 лет)

Источник данных: реестр выпусков финансовых инструментов устойчивого развития ВЭБ.РФ, заключения верификаторов

4.2.6. Сертификация происхождения электроэнергии

Важным инфраструктурным механизмом, способствующим развитию добровольного спроса на электроэнергию, производимую с использованием ВИЭ и других низкоуглеродных источников, являются системы сертификации происхождения электроэнергии. Такие системы появились в начале 2000-х годов и в настоящее время работают более чем в 150 странах и юрисдикциях мира, в том числе почти во всех экономически развитых странах. Электростанции, участвующие в таких системах, ежегодно производят свыше 2,2 млрд МВт•ч электроэнергии.

В соответствии с федеральным законом, принятым в августе 2023 года, в России была создана национальная система сертификации происхождения электроэнергии, которая заработала с 1 февраля 2024 года. Обеспечение функционирования и развития системы поручено Ассоциации «НП Совет рынка».

[102] Заключение верификатора: https://www.acra-ratings.ru/upload/iblock/0e9/xrb120w7uhc1w3wgibvmilo2m0t35aep/20240328_Evrotrans_zelenye-obligatsii_press_reliz_rus.pdf

[103] Заключение верификатора: https://www.acra-ratings.ru/upload/iblock/c9a/s0ezzkustsf8xpla6orxt04wusgwha1b/20240206_Evrotrans_zelenye-obligatsii_press_reliz_rus.pdf

[104] Заключение верификатора: https://вэб.рф/files/?file=dae428f0980b8fa5d1e6c65a2b162234.pdf

[105] Заключение верификатора: https://www.acra-ratings.ru/upload/iblock/e6d/ftuzroao5pudx42agxbk0yyu4b1z42h0/20231122_zelenye-obligatsii-VEB.RF_press_reliz_rus.pdf

Основной учетной единицей в системе являются атрибуты генерации – особые права, возникающие в результате производства электроэнергии на генерирующих объектах, прошедших квалификацию и допущенных к участию в системе. Атрибуты генерации могут передаваться вместе с электроэнергией, а также отдельно, для чего необходимо получить удостоверяющий их сертификат происхождения электроэнергии. Владелец атрибутов генерации вправе заявлять о «зеленом» энергопотреблении, в том числе в форме рекламы, использовать эту информацию при расчете косвенных выбросов парниковых газов, относящихся к потребляемой электроэнергии, снабжать продукцию соответствующей маркировкой.

Возникновение и все сделки с атрибутами генерации, а также связанные с ними права подлежат учету в едином национальном реестре. Функции ведения реестра атрибутов генерации и выдачи сертификатов возложены на дочернюю структуру Ассоциации «НП Совет рынка» – ООО «Центр энергосертификации» («ЦЭС»). К началу августа в реестре атрибутов генерации зарегистрировано уже 132 генерирующих объекта суммарной мощностью около 23,5 ГВт, в том числе:

- 16 ГЭС – 18 746,51 МВт, включая крупнейшую в России Саяно-Шушенскую ГЭС;
- 43 ветряных электростанции – 1 664,55 МВт;
- 71 солнечная электростанция – 1 059,1 МВт;
- 1 биогазовая электростанция – 3,6 МВт;
- 1 АЭС – 2 000 МВт.

В системе участвуют такие крупные производители электроэнергии, как «Авелар Солар Технолоджи», «ВетроОГК», «Грин Энерджи Рус», «ЕвроСибЭнерго», «ЕвроСибЭнерго-Гидрогенерация», «Концерн Росэнергоатом», «Норд Гидро», «РусГидро», «ТГК-1». Первые продажи сертификатов происхождения электроэнергии состоялись в марте 2024 года, а в августе сертификаты впервые были погашены в интересах физических лиц – потребителей электроэнергии.

4.2.7. Климатические проекты

Основные механизмы, стимулирующие российский бизнес к снижению своего углеродного следа, зафиксированы в Федеральном законе от 02.07.2021 N 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов». Законом, в частности, закладываются основы для реализации климатических проектов, направленных на сокращение выбросов или увеличение поглощений парниковых газов, в том числе проектов в области низкоуглеродной энергетики.

Такие проекты могут быть зарегистрированы в реестре углеродных единиц, действующем с сентября 2022 года. После валидации проекта и верификации правильности расчета количества выпускаемых в рамках проекта углеродных единиц, они будут зачислены на лицевой счет исполнителя проекта. В дальнейшем углеродные единицы могут быть использованы для добровольного погашения части углеродного следа исполнителя проекта либо проданы на рынке. Кроме того, регулируемые организации, участвующие в сахалинском эксперименте по ограничению выбросов парниковых газов, могут компенсировать за счет углеродных единиц превышение установленных для них квот на выбросы.

По состоянию на начало августа 2024 года в реестре углеродных единиц зарегистрировано 28 климатических проектов, 5 из которых направлены на развитие возобновляемой энергетики и снижение выбросов парниковых газов объектами тепловой генерации. Примечательно, что первый включенный в реестр климатический проект реализуется в рамках сахалинского эксперимента. Целью проекта является строительство на острове Итуруп солнечной электростанции установленной мощностью 250 кВт.

Таб. 14. Климатические проекты по направлению электроэнергетика

Цель проекта	Исполнитель проекта	Кол-во углеродных единиц в обращении	Кол-во углеродных единиц, планируемых к выпуску	Планируемое сокращение выбросов парниковых газов	Сроки реализации проекта
Строительство СЭС на острове Итуруп	ООО «ДАЛЬЭНЕРГО-ИНВЕСТ»	96		1832	01.01.2022-31.12.2031
Модернизация Владивостокской ТЭЦ-2 за счет замены угольных котлоагрегатов на газовые	ПАО «РУСГИДРО»	70 983	381 820	381 820	01.01.2022-31.12.2027

Цель проекта	Исполнитель проекта	Кол-во углеродных единиц в обращении	Кол-во углеродных единиц, планируемых к выпуску	Планируемое сокращение выбросов парниковых газов	Сроки реализации проекта
Модернизация энергоблока № 8 филиала «Костромская ГРЭС»	АО «ИНТЕР РАО-ЭЛЕКТРО-ГЕНЕРАЦИЯ»	55 664	81 042	81 042	29.05.2019-31.12.2024
Строительство нового объекта ВИЭ-генерации "Азовская ВЭС"	ПАО «ЭЛ5-ЭНЕРГО»		915 335	915 335	01.05.2021-30.04.2031
Замещение выработки электроэнергии от угольных и нефтяных электростанций	АО «ПОЛЮС КРАСНОЯРСК»		4 122 439	4 122 439	01.05.2018-30.04.2028

Источник данных: реестр углеродных единиц

Выводы по разделу

Ключевым механизмом, направленным на привлечение инвестиций в российскую электроэнергетику, являются программы ДПМ и ДПМ ВИЭ, в рамках которых электрогенерирующие компании обязуются построить новые мощности и/или обновить старые, а потребители – оплатить их затраты через повышенные платежи за электроэнергию.

Первая такая программа была реализована в период с 2010 по 2020 гг. под названием ДПМ-1. Она оказала позитивное влияние на состояние российской электроэнергетики, но не решила полностью все поставленные задачи. Так, актуальной осталась проблема устаревшего генерирующего оборудования.

В результате реализации Программы ДПМ-1 в эксплуатацию было введено более 29 ГВт новых мощностей, что создало профицит мощности на рынке и дало возможность выводить из эксплуатации старое и неэффективное оборудование, в том числе модернизируемое в рамках Программы ДПМ-2.

Программа ДПМ-2 реализуется с 2022 года и направлена на модернизацию объектов тепловой генерации. Это способствует снижению операционных затрат при их эксплуатации и повышению топливной эффективности. Кроме того, механизм ДПМ-2 предусматривает требования к локализации оборудования на уровне не менее 90%, что стимулирует развитие отечественной промышленности.

Заметный вклад в развитие возобновляемой энергетики в России внесла программа ДПМ ВИЭ 1.0, реализуемая в период с 2013 по 2024 гг. Объем ввода установленной мощности электростанций, построенных в рамках ДПМ ВИЭ 1.0, составил 5,43 ГВт, включая 3,43 ГВт – за счет ветряных электростанций, 1,78 ГВт – за счет солнечных электростанций и 0,21 ГВт – за счет малых ГЭС.

В 2021 году Правительством приняты нормативные изменения, направленные на запуск новой Программы ДПМ ВИЭ 2.0, которая будет направлена на дальнейшее развитие возобновляемой энергетики в России. В ее задачи также входят – увеличение доли ВИЭ в энергосистеме страны, повышение локализации производства оборудования для ВИЭ и поддержка его экспорта. Программа рассчитана на поэтапное снижение стоимости выработки ВИЭ для достижения к 2035 году ценового паритета с традиционной энергетикой без использования механизмов господдержки ВИЭ.

Помимо программ ДПМ, к электроэнергетическому сектору применимы и другие механизмы господдержки, среди которых особого внимания заслуживают поддержка проектов по внедрению НДТ, а также проектов, соответствующих критериям таксономии технологического суверенитета и структурной адаптации экономики. Прецеденты, когда проекты в сфере электроэнергетики получают такую поддержку, уже есть. Однако пока они единичны и не оказывают серьезного воздействия на развитие отрасли.

Созданная в России национальная система сертификации происхождения электроэнергии предоставляет заинтересованным потребителям доступный и удобный сервис достоверного подтверждения покупки электроэнергии в секторе возобновляемой и другой низкоуглеродной энергетики и «монетизации» соответствующих преимуществ, связанных с более низким уровнем негативного воздействия такой генерации на экосистемы и человека.

Еще одним механизмом, который мог бы стимулировать снижение негативного экологического и климатического воздействия российской электроэнергетики, является зеленое финансирование. Правительством Российской Федерации уже утверждена таксономия зеленых проектов. Верификацию на соответствие таксономии прошли несколько проектов в сфере ВИЭ, атомной энергетики, термической утилизации ТБО. Однако в настоящее время для таких проектов не предусмотрено никаких специальных мер господдержки, что снижает энтузиазм бизнеса в отношении эмиссии зеленых финансовых инструментов.

4.3. Перспективные направления развития российского электроэнергетического комплекса

В заключительном разделе бюллетеня речь пойдет о текущем состоянии и перспективах развития электроэнергетики в Российской Федерации. Основные характеристики российского электроэнергетического комплекса, представленные в бюллетене, обобщают данные, предоставленные Минэнерго России. Прогноз развития электроэнергетики России до 2050 года подготовлен АНО «Институт исследований и экспертизы ВЭБ». В бюллетень также вошли описания проектов по ключевым направлениям развития электроэнергетического комплекса, реализуемые АО «Концерн Росэнергоатом», ПАО «РусГидро» и АО «НоваВинд», а также проектов, в финансировании которых принимают участие ВЭБ.РФ и ПАО «Промсвязьбанк».

Каждый из представленных в бюллетене проектов рассказывает о том, каким образом сегодня решаются наиболее острые проблемы, препятствующие устойчивому развитию энергетической отрасли, и что делается для того, чтобы обозначенные в стратегических документах Российской Федерации цели и задачи стали реальностью. Опыт реализации таких проектов может стать хорошим ориентиром для российских энергетических компаний и финансового сектора, нацеленных на преодоление текущих трудностей и построение энергетики будущего.

4.3.1. Основные характеристики российского электроэнергетического комплекса

В 2023 году выработка электроэнергии в Российской Федерации составила 1 151,7 млрд кВт·ч, что на 5,2% больше, чем 2018 году. При этом установленная мощность российских электростанций за этот же период возросла на 1,5% до 254 288,1 МВт, а структура выработки электроэнергии осталась без существенных изменений. Около половины от общего объема произведенной электроэнергии по-прежнему обеспечивают газовые ТЭС. На долю угольных ТЭС приходится около 14% от общего объема выработки, порядка 18,9% обеспечивают атомные электростанции, около 17,6% – гидроэлектростанции. За счет ВИЭ производится менее 1% электроэнергии. Однако в целом за счет низкоуглеродных и возобновляемых источников энергии в 2023 году в России было выработано 37,3% электроэнергии.

Рис. 41. Структура установленной мощности электростанций в России в 2023 году (%)

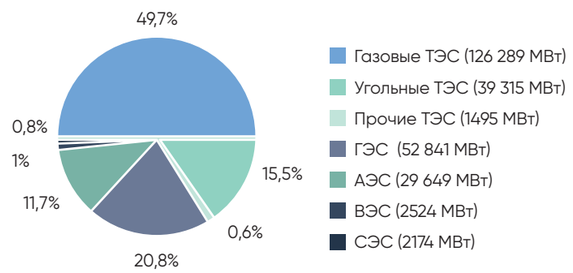
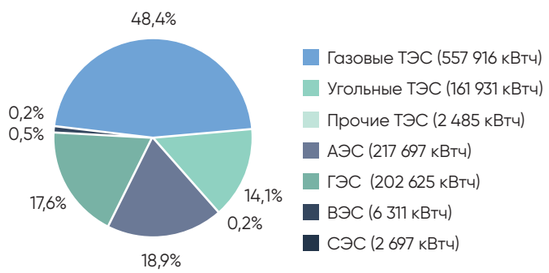


Рис. 42. Структура выработки электроэнергии в России в 2023 году (%)



Источник данных: Минэнерго России

Наиболее активный рост производства электроэнергии наблюдался в сегменте ВИЭ. Так, за период с 2018 по 2023 гг. установленная мощность СЭС возросла в 3 раза, объем вырабатываемой ими электроэнергии в 4 раза. Установленная мощность ВЭС выросла в 14 раз, а объем вырабатываемой ими электроэнергии в 29 раз.

Но, несмотря на это, доля ВИЭ в общем объеме установленной мощности российских электростанций по-прежнему остается несущественной. За период с 2018 по 2023 гг. она выросла с 0,4% до 1,9%.

Рис. 43. Рост установленной мощности ВИЭ в России в 2018-2023 гг. (МВт)

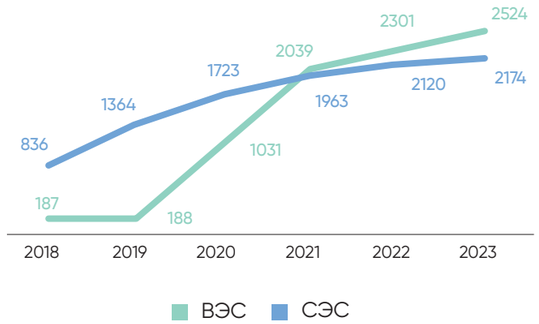
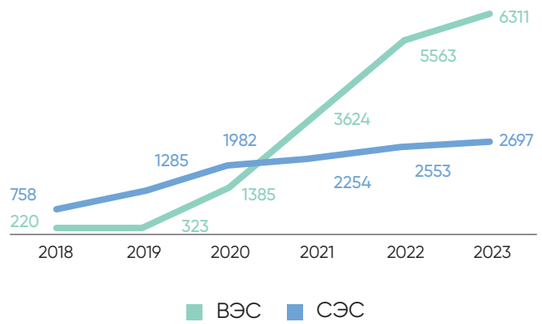


Рис. 44. Рост выработки ВИЭ в России в 2018-2023 гг. (кВтч)

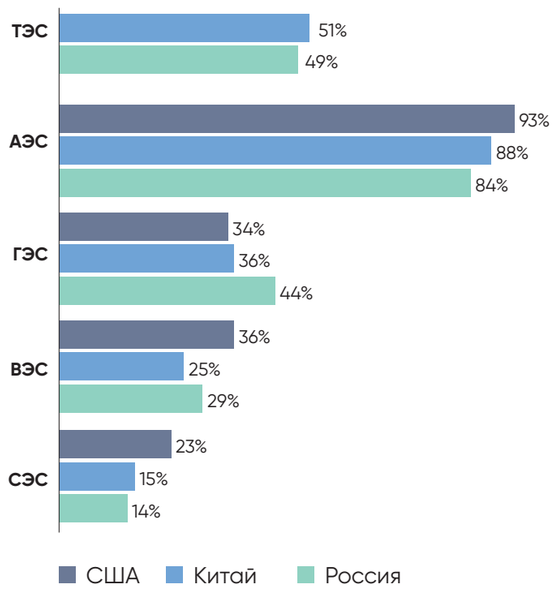


Источник данных: Минэнерго России

Важным показателем, определяющим эффективность работы электростанций, является коэффициент использования установленной мощности (КИУМ). Он показывает, сколько времени электростанция работает на 100% своей мощности. Для некоторых видов генерации показатель КИУМ во многом определяется внешними условиями. Так, КИУМ гидроэлектростанций зависит от водности, СЭС и ВЭС – от погодных условий. Высокий КИУМ атомных электростанций объясняется тем, что они продолжают вырабатывать электроэнергию даже тогда, когда спрос на нее падает. Газовые и угольные ТЭС более маневренны и могут снижать или увеличивать выработку в зависимости от потребностей. Некоторые мощности и вовсе держатся в резерве, работая с минимальным КИУМ, для того чтобы подключится в случае необходимости и обеспечить надежность работы энергосистемы.

Показатели КИУМ российских электростанций в целом сопоставимы с результатами, достигнутыми в таких странах, как Китай и США, хотя некоторые отличия все же наблюдаются. Так, российские ГЭС в 2023 году показали более высокий КИУМ по сравнению с Китаем и США. В сегменте возобновляемой энергетики наша страна вышла на один уровень с Китаем, но по-прежнему отставала от США. Следует отметить, что за последние годы показатели КИУМ российской возобновляемой энергетики существенно выросли. Так, с 2018 по 2023 гг. КИУМ солнечных станций увеличился с 10% до 14%, КИУМ ветряных станций – с 13% до 29%.

Рис. 45. КИУМ электростанций в России, Китае и США в 2023 году (средние значения)



Источник данных: Минэнерго России, Управление энергетической информацией США, Исследовательский институт новой стратегии энергетической безопасности Китая

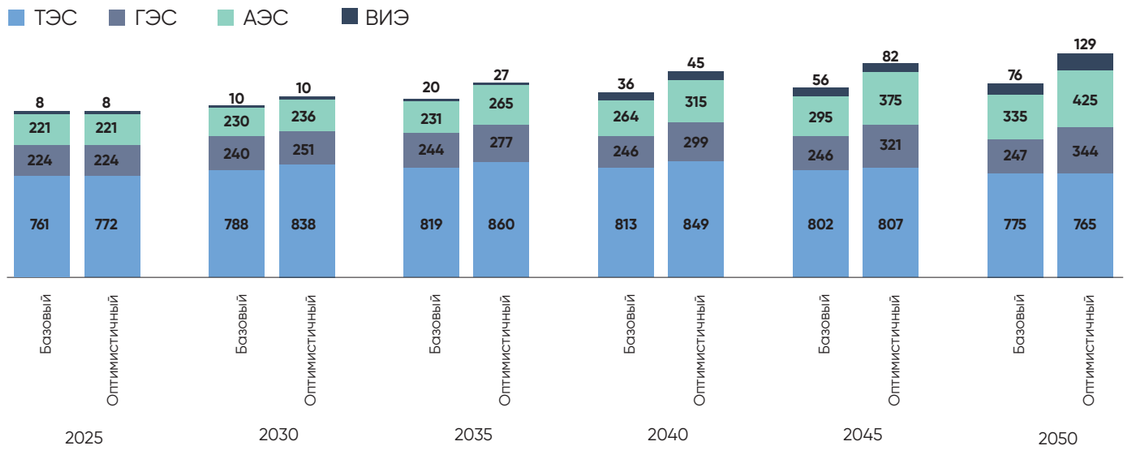
Электроэнергетика имеет большое значение для обеспечения занятости населения. Так, по данным Росстата, в 2023 году в отрасли работали свыше 185 тыс. человек. Из них более 119 тыс. рабочих мест связано с производством энергии тепловыми электростанциями. Высокий уровень занятости также обеспечивают атомные станции, где работают свыше 50 тыс. человек. Более 12 тыс. рабочих мест создано в гидроэнергетике, около 2,5 тыс. рабочих мест связано с производством ВИЭ.

4.3.2. Прогноз развития электроэнергетики в Российской Федерации

Повышение благосостояния и уровня жизни в совокупности с технологическим развитием промышленности, строительного сектора и транспортного комплекса значительно расширяет использование энергии. В соответствии с прогнозом Института ВЭБ, к 2050 году производство электроэнергии вырастет на 22-41% к уровню 2023 года в зависимости от сценария. При этом рост энергопотребления будут стимулировать электрификация транспорта и расширение использования ВИЭ на удаленных и изолированных территориях. Так, в соответствии с базовым сценарием производство электроэнергии в Российской Федерации возрастет с 1178 млрд кВт·ч в 2023 году до 1433 млрд кВт·ч в 2050 году. В оптимистичном сценарии к 2050 году оно составит 1663 млрд кВт·ч.

В условиях растущего потребления энергии климатическая политика, направленная на снижение углеродного следа экономики, потребует структурного сдвига в ТЭК в сторону использования ВИЭ и вытеснения ископаемых видов топлива. По прогнозу Института ВЭБ, в оптимистичном сценарии низкоуглеродная генерация (ГЭС, АЭС и ВИЭ) к 2050 году будет на 54% обеспечивать выработку электроэнергии. При этом рост выработки тепловых электростанций произойдет благодаря опережающему развитию распределенной когенерации электроэнергии и тепла. В структуре производства электроэнергии в долгосрочный период предполагается увеличение доли электроэнергии на ГЭС, АЭС и ВИЭ на 10-17% в зависимости от сценария.

Рис. 46. Прогноз производства электроэнергии до 2050 года (млрд кВт·ч)



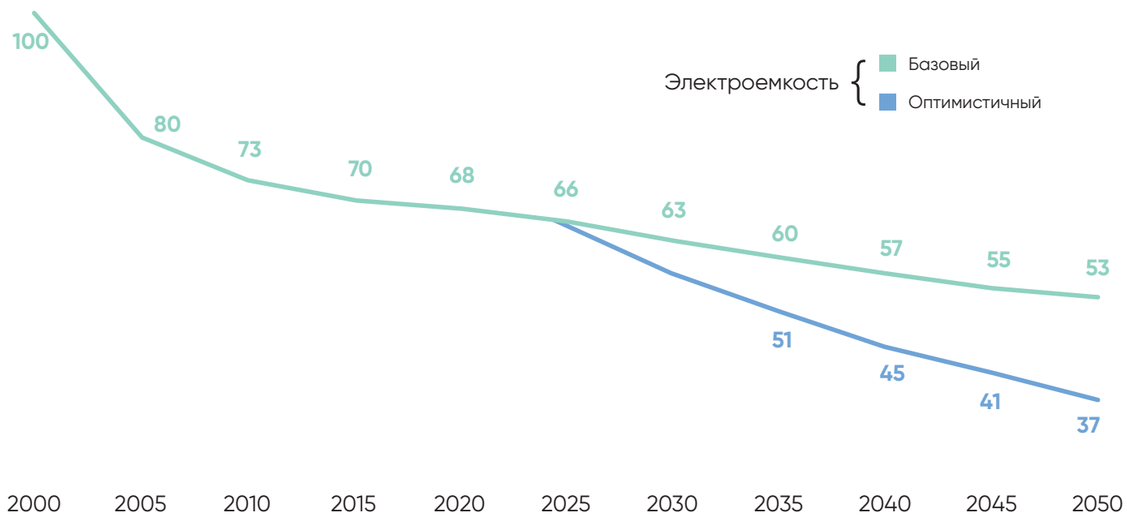
Источник данных: прогноз Института ВЭБ

- Объем выработки электроэнергии ТЭС с 2023 по 2035 гг. возрастет на 9,1-14,6% в зависимости от сценария. Постепенное сокращение выработки тепловой электроэнергии на 0,3-0,7% ежегодно начнется с 2035 года. Также прогнозируется модернизация и повышение эффективности ТЭС и замещение угольной генерации газовой.
- Объем выработки электроэнергии ГЭС с 2023 по 2050 гг. возрастет в базовом сценарии на 21,7%, в оптимистичном на 70%. При этом за тот же период в оптимистичном сценарии доля ГЭС в общем объеме производства электроэнергии возрастет с 17,2% до 20,7%. Прогнозируется, что до 2035 года гидроэнергетика будет развиваться темпами, сопоставимыми с последним десятилетием, затем начнется ежегодный рост ее выработки на 3%. Этому в том числе будет способствовать активное строительство малых гидроэлектростанций, развитие отдельных регионов, где будет повышаться экономическая жизнеспособность освоения водных объектов, а также тенденции декарбонизации энергетической системы.
- Объем выработки электроэнергии АЭС с 2023 по 2050 гг. возрастет в базовом сценарии на 54,4%, в оптимистичном на 95,9%. При этом за тот же период в базовом сценарии доля АЭС в общем объеме производства электроэнергии возрастет с 18,4% до 23,4%, в оптимистичном – до 25,6%, что соответствует поставленной Президентом Российской Федерации задаче по увеличению доли атомной энергетики в энергобалансе до 25%. Для того, чтобы выйти на

этот уровень, темпы ввода атомных мощностей в период с 2035 по 2050 гг. необходимо будет нарастить как минимум до 1,7 ГВт в год.

- Объем выработки электроэнергии ВИЭ с 2023 по 2050 гг. возрастет в базовом сценарии в 11 раз, в оптимистичном в 18 раз. При этом за тот же период в базовом сценарии доля ВИЭ в общем объеме производства электроэнергии возрастет с 0,6% до 5,3%, в оптимистичном – до 7,8%, в том числе за счет расширения использования ВИЭ на удаленных и изолированных территориях. Среднегодовой темп роста инвестиций в ВИЭ прогнозируются на уровне 10-15% в зависимости от сценария.

Рис. 47. Электроемкость ВВП (% к уровню 2000 г.)



Источник данных: прогноз Института ВЭБ

При решении задачи по декарбонизации российской экономики предполагается ориентироваться на принцип технологической нейтральности в сочетании с умеренными требованиями к выбросам загрязняющих веществ и парниковых газов, обеспечивающими нишу для всех видов топлива и технологий на базе межтопливной конкуренции. В долгосрочной перспективе более приемлемой может стать комбинация чистой электроэнергии и безуглеродных газов (например, водорода) вместо традиционных ископаемых видов топлива.

По оценкам Института ВЭБ, к 2050 году электроемкость ВВП в России снизится до 0,064-0,044 КВт·ч./тыс. руб. в ценах 2000 года в зависимости от сценария (при 0,082 КВт·ч./тыс. руб. в 2023 году). Снижение электроемкости будет обеспечиваться за счет использования новых энергосберегающих технологий, в том числе в сфере услуг. Однако, несмотря на опережающее развитие секторов экономики с относительно невысоким потреблением электроэнергии, также предполагается активное использование нетрадиционных источников энергии при развитии новых технологий в первую очередь энергоэффективных. При этом для обеспечения энергетической безопасности работы энергосистем необходимо создать эффективный баланс между развитием новых энергозатратных секторов, доступностью энергии по цене и увеличением энергоэффективности экономики. Этой задаче необходимо будет уделять особенно пристальное внимание после 2035 года, когда сдерживание роста темпов электропотребления станет еще более актуальным.

4.3.3. Тепловая генерация: модернизация ТЭС и переход с угля на газ

Тепловая генерация на основе природного газа и угля занимает наибольшую долю в выработке электроэнергии в Российской Федерации. В 2023 году этот показатель составил 62,5%. При этом средний возраст российских ТЭС достигает 35 лет, а из 244 ГВт установленной мощности 129 ГВт в ближайшие пятнадцать лет выработают свой ресурс. В некоторых регионах страны износ фондов доходит до 60% и более, что приводит к авариям и перебоям в поставках тепла и электроэнергии. Кроме того, многие построенные несколько десятилетий назад ТЭС уже не соответствуют требованиям энергоэффективности и экологичности.

Решить проблему устаревания мощностей тепловой генерации призвана реализуемая в настоящее время в России программа модернизации тепловых электростанций. В рамках программы до конца 2031 года планируется обновить устаревшее оборудование в общем объеме до 46 ГВт. Это порядка 18% генерирующей мощности страны. За счет этих мер будут достигнуты снижение аварийности на ТЭЦ и повышение надежности энергоснабжения, а также сформирован задел для подключения новых потребителей[106].

[106] http://government.ru/news/50365/

Программа реализуется за счет платежей оптовых потребителей энергии, а гарантированная доходность инвесторов составляет 14% годовых от проекта. Срыв сроков модернизации влечет за собой штрафы для энергокомпаний, размер которых может составить 30–45% в зависимости от проекта. При этом в феврале 2024 года в Минэнерго России обратились энергокомпании с потенциальными отказами от 17 проектов модернизации на более чем 2 ГВт мощности из-за проблем с оборудованием[107].

Несмотря на эти временные трудности, в настоящее время рассматривается возможность продления механизма модернизации ТЭС после 2031 года. Обновление парка генерирующего оборудования планируется осуществлять с соблюдением баланса между надежностью, экологичностью в соответствии с параметрами НДТ и наименьшими издержками. При этом Комиссия Госсовета по энергетике рекомендовала с 2028 года строить ежегодно по 2 ГВт ТЭС на российских газовых турбинах. Стоимость 2 ГВт таких станций, по оценкам аналитиков, может составить 200 млрд руб[108].

ВЭБ.РФ: финансирование проектов по модернизации ТЭС

В июне 2024 года в рамках Петербургского экономического форума ВЭБ.РФ подписал соглашение о сотрудничестве с ПАО «РусГидро» о строительстве и модернизации ТЭС на Дальнем Востоке. Соглашение предусматривает финансирование проектов строительства и модернизации шести ТЭС с использованием механизма «Фабрика проектного финансирования». Общий объем привлекаемых средств от ВЭБ.РФ и банков-партнеров оценивается в 650 млрд руб. Электрическая мощность новых и модернизированных энергообъектов составит 2,1 ГВт, тепловая – более 2500 Гкал/ч.

Для ВЭБ.РФ реализация данного соглашения станет продолжением работы по поддержке модернизации ТЭС и развитию энергетической инфраструктуры, которую госкорпорация осуществляет на системной основе. Так, в 2021 году ВЭБ.РФ, Газпромбанк и компания «Т Плюс» подписали кредитные соглашения по проектам модернизации Ижевской ТЭЦ-2 и Пермской ТЭЦ-9. Проекты реализуются в рамках программы модернизации тепловых электростанций (ДПМ-2) с общим объемом синдицированного кредита 11,9 млрд руб.

Модернизация Пермской ТЭЦ-9 была завершена в 2024 году. В результате установленная тепловая мощность станции увеличилась до 1423,5 Гкал/ч, электрическая – до 456,1 МВт. Современное российское оборудование, использованное при модернизации ТЭС, позволит на 20% сократить потребление топлива, что будет способствовать повышению эффективности и стабильности энерго- и теплоснабжения жителей Перми.

Кроме того, в 2023 году ВЭБ.РФ открыл финансирование проекта по модернизации Самарской ТЭЦ, которая снабжает энергией примерно 600 тыс. жителей Самары и местные промышленные предприятия. Общая стоимость проекта составляет 10,6 млрд руб. Он предусматривает полное обновление паровой турбины, генератора, трансформатора и вспомогательного оборудования ТЭЦ. Это позволит увеличить установленную электрическую мощность станции до 454,9 МВт, тепловую – до 1967 Гкал/ч.

Переход с угля на газ в электро- и теплоэнергетике является одним из самых доступных каналов декарбонизации и достижения климатической нейтральности, в соответствии с задачами, предусмотренными Климатической доктриной Российской Федерации. Так, по оценкам ПАО «Газпром», при переходе с угля на газ сокращение выбросов на одну тонну CO_2 в 17 раз дешевле, чем при переходе на возобновляемую энергетику[109].

Помимо сокращения выбросов парниковых газов переход с угля на газ также позволяет снижать выбросы в атмосферу оксидов серы и азота и предотвращать образование золошлаковых отходов и твердых частиц, что оказывает положительное воздействие как на состояние окружающей среды, так и здоровье населения.

Газификация электроэнергетики входит в число основных мер, с помощью которых предполагается достичь углеродной нейтральности в рамках реализуемого в настоящее время сахалинского эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов. В ходе эксперимента на Сахалине планируют перевести на газ 145 котельных, что позволит сократить выбросы парниковых газов на 430 тыс. тонн CO_2-экв.

[107] https://www.bigpowernews.ru/markets/document115092.phtml

[108] https://kt032.ru/news/read/komissiya-gossoveta-po-nergetike-rekomenduet-s-2028-goda-stroit-v-god-po-2-gvt-ts-na-rossiyskih-gazovyh-turbinah/novosti-energetiki

[109] https://monocle.ru/2023/12/6/v-gazprome-zayavili-o-prioritete-gaza-dlya-tseley-vie/

ПАО «Промсвязьбанк»: финансирование проектов по переводу ТЭС с угля на газ

Проекты ПАО «Промсвязьбанк» в сфере энергетики направлены на обеспечение устойчивого экономического роста в условиях энергоперехода и декарбонизации экономики. Одним из ключевых механизмов их реализации является перевод устаревших угольных ТЭС на природный газ.
ПСБ участвует в финансировании проекта технического перевооружения ТЭЦ-1 в Северодвинске (Архангельская обл.). Заказчиком проекта выступает ПАО «ТГК-2». Размер инвестиционного кредита составляет 7,6 млрд руб. Основной целью проекта является обновление оборудования и перевооружение станции для перехода с угольного на газовое топливо. Это позволит увеличить надежность и экономические показатели эффективности работы ТЭЦ-1, а также улучшить экологическую обстановку в регионе и сократить негативное воздействие на климатическую систему.
В рамках проекта также планируется строительство водогрейной котельной на территории Северодвинской ТЭЦ-1 тепловой мощностью 240 МВт и общестанционных вспомогательных систем. Это позволит сохранить существующую тепловую нагрузку ТЭЦ-1 и одновременно снизить риски в сфере теплоснабжения. Кроме того, проект предусматривает строительство кабельной линии напряжением 110 кВ «Станционная 3» между Северодвинской ТЭЦ-1 и Северодвинской ТЭЦ-2. В результате электрическая мощность ТЭЦ-1 будет снижена за счет ее переключения на ТЭЦ-2.

4.3.4. Атомная энергетика: надежное энергоснабжение и прорывные технологии

Россия является одним из мировых лидеров в области атомной энергетики. По мощности и объему выработки атомной электроэнергии наша страна находится на четвертом месте после США, Франции и Китая. Россия также занимает лидирующие позиции на экспортных рынках новых реакторов. Доля российских компаний в общемировом объеме введенных атомных мощностей составляет 23%, в общем объеме поставщиков атомных реакторов на строящиеся АЭС – порядка 25%. В настоящее время Россия участвует в новых реакторных проектах в Бангладеш, Белорусии, Венгрии, Египте, Индии, Китае, Иране и Турции.

Выработку энергии российскими АЭС отличает высокий уровень экологической и радиационной безопасности. В последние десятилетия АЭС страны работали надежно и безопасно, оказывая минимально возможное воздействие на окружающую среду. Вклад АЭС в загрязнение атмосферного воздуха по сравнению с другими энергетическими объектами, использующими ископаемое топливо, остается ничтожно малым, а объемы выбросов загрязняющих веществ не превышают допустимых значений. Практически вся вода, забранная АЭС для охлаждения технологических сред в конденсаторах турбин и теплообменном оборудовании, возвращалась в водные объекты, не привнося дополнительных загрязнений.

В 2023 году, как и в предыдущие годы, случаев несанкционированного поступления радионуклидов в окружающую среду на АЭС зафиксировано не было. Газоаэрозольные выбросы АЭС и сбросы радиоактивных веществ в водные объекты были значительно ниже установленных нормативов. Выбросы радиоактивных веществ в соответствии с консервативным порядком учета не превысили: для инертных радиоактивных газов – 28% от допустимого норматива, для углерода – 14-8% от допустимого норматива, для трития – 10% от допустимого норматива.

АЭС России вносят заметный вклад в борьбу с глобальным потеплением. Благодаря их работе ежегодно предотвращается выброс в атмосферу свыше 100 млн тонн углекислого газа. По оценке, проведенной в соответствии с Едиными методическими указаниями по расчету выбросов парниковых газов Госкорпорации «Росатом», уровень выбросов парниковых газов на всем жизненном цикле АЭС составляет 5,8 г CO2-экв./кВт ч.

Технологические особенности АЭС обусловливают самый высокий коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) среди всех видов генерации. В 2023 году он составил 83,9%. Вместе с тем в некоторых частях энергосистемы вклад АЭС в общий объем выработки электроэнергии значительно выше среднего по стране, в связи с чем актуальным становится вопрос функционирования энергоблоков АЭС в маневренном режиме для обеспечения стабильной работы энергосистемы.

Сегодня перед российской атомной отраслью стоит задача по расширению использования атомной генерации и повышению экономической эффективности новых атомных станций. В настоящее время доля АЭС в общем объеме выработки электроэнергии составляет 18,9%. Планируется, что она будет увеличиваться, а ее итоговая величина определится в рамках формирования генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики.

Еще одной важнейшей задачей, над решением которой в настоящее время работает российская атомная энергетика, является разработка и внедрение новой энергетической технологии, предполагающей параллельную эксплуатацию реакторов на тепловых и быстрых нейтронах в целях обеспечения замкнутого ядерного топливного цикла. Прорывные результаты по данному направлению были достигнуты в 2023 году, когда реактор на быстрых нейтронах БН-800 на Белоярской АЭС был полностью переведен на уран-плутониевое МОКС-топливо. Это позволяет вовлекать в ядерный топливный цикл обедненный уран, постепенно ликвидируя его накопленные запасы. С практической точки зрения это означает начало реализации в промышленных масштабах замкнутого ядерного топливного цикла, что можно сравнить с созданием вечного двигателя.

Концерн Росэнергоатом: сооружение новых энергоблоков и технология замкнутого ядерного цикла

Стратегическим приоритетом Концерна Росэнергоатом является эффективное снабжение страны электроэнергией, производимой на АЭС, при гарантированном обеспечении высокого уровня безопасности. В 2023 году Концерн осуществлял эксплуатацию 10 АЭС, а также плавучей атомной теплоэлектростанции. По состоянию на конец 2023 года их общая установленная мощность составила 29,58 ГВт, объем выработки электроэнергии – 217,4 млрд кВт·ч.
В настоящее время в рамках комплексной программы «Развитие техники, технологий и научных исследований в области использования атомной энергии в Российской Федерации на период до 2024 года», продленной до 2030 года, и государственной программы «Развитие атомного энергопромышленного комплекса» Концерн Росэнергоатом осуществляет сооружение новых энергоблоков на Курской АЭС-2 и Ленинградской АЭС-2. Реализация данных проектов обеспечит надежное бесперебойное энергоснабжение потребителей, рост уровня занятости населения в регионах, а также создаст условия для продвижения перспективных отечественных ядерных технологий на зарубежные рынки путем демонстрации их успешной работы внутри страны.
В рамках решения задачи по обеспечению энергонезависимости и технологического суверенитета Российской Федерации Концерном Росэнергоатом ведутся работы по сооружению первой в мире наземной атомной станции малой мощности (АСММ) российского дизайна на базе реакторной установки типа РИТМ-200Н в Усть-Янском районе Якутии. Реализация проекта обеспечит чистым, эффективным и стабильным источником энергии удаленные арктические территории, что будет способствовать повышению качества жизни местного населения, снижению доли углеводородных источников в энергосистеме, развитию социальной инфраструктуры, региональной промышленности и предпринимательства.
Планируется, что к 2030 году Госкорпорацией «Росатом» будет создан задел по строительству новых энергоблоков атомных электростанций поколения «3+», обеспечена готовность к сооружению энергоблоков новой технологической платформы с реакторами средней мощности типа ВВЭР, а также реакторами на быстрых нейтронах IV поколения с замкнутым ядерным топливным циклом, не имеющими ограничений по ресурсной базе.
Перспективы применения технологии замкнутого ядерного топливного цикла (ЗЯТЦ) открывают новые возможности для крупномасштабного развития атомной энергетики. В рамках данной технологии отработавшее ядерное топливо, выгруженное из реактора, перерабатывается для извлечения урана и плутония в целях повторного использования. Развитие ЗЯТЦ приведет к превращению атомной энергетики в возобновляемый ресурс, снижению количества радиоактивных отходов и обеспечению экономики энергетическим ресурсом на тысячи лет вперед.

4.3.5. Гидроэнергетика: освоение гидропотенциала

Россия находится на втором месте в мире по объему гидропотенциала после Китая. В стране действует порядка 200 гидроэлектростанций совокупной мощностью более 52 ГВт, при этом мощность 15 из них превышает 1 ГВт. На долю гидрогенерации в энергобалансе страны приходится порядка 18%. При этом более 50% всех установленных мощностей ГЭС находятся в Сибири, еще 17% – в Приволжском федеральном округе, 11% – на Дальнем Востоке. Таким образом, гидропотенциал в Европейской части России развит недостаточно.

Для России ключевой задачей в сфере развития гидроэнергетики является повышение эффективности использования гидропотенциала, который в настоящее время освоен лишь на 20%. При этом сегодня в стране не ведется ни одной стройки крупной ГЭС, что обусловлено высокой стоимостью таких проектов, длительным инвестиционным циклом, а также отсутствием механизмов государственной поддержки. Еще одна сложность строительства ГЭС в России связана с тем, что наиболее подходящие для их размещения территории находятся вдали от транспортных путей и крупных населенных пунктов.

Проблемой действующих ГЭС, большинство из которых были построены в СССР, является устаревание оборудования. В отличие от тепловой генерации, производство оборудования для ГЭС практически полностью обеспечено российской промышленностью, и уровень локализации доходит до 95–100%. Крупнейшие российские производители такого оборудования осуществляют поставки как на российский, так и на зарубежные рынки. Однако на фоне снижения инвестиций в отрасль и отсутствия крупных строительных проектов внутри страны их показатели производства сокращаются.

В целях повышения эффективности использования гидропотенциала российских рек Минэнерго России подготовлен план-график строительства восьми приоритетных объектов гидроэнергетики суммарной мощностью 4,7 ГВт с совокупным объемом инвестиций 961 млрд руб. План включает строительство противопаводковых Нижне-Зейской и Селемджинской ГЭС в бассейне реки Амур, оценка целесообразности строительства которых была проведена по поручению Президента Российской Федерации после исторического наводнения 2013 года. Принципиальное решение о строительстве этих ГЭС уже приняла компания «РусГидро», начавшая их проектирование[110].

[110] https://www.rbc.ru/industries/news/652f8fd69a7947aafe9376b3

ПАО «РусГидро» – российский лидер в области гидроэнергетики

В 2023 году РусГидро осуществляло эксплуатацию 69 ГЭС и ГАЭС установленной мощностью 31,4 ГВт с общим объем выработки электроэнергии 110,9 млн кВт·ч. В их числе крупнейшая в России Саяно-Шушенская ГЭС, девять станций Волжско-Камского каскада, мощные ГЭС на Дальнем Востоке и в Западной Сибири, несколько десятков гидростанций на Северном Кавказе, а также Загорская гидроаккумулирующая электростанция, используемая для выравнивания суточной неравномерности графика электрической нагрузки в объединенной энергетической системе Центра.
В число первоочередных проектов Группы РусГидро входит строительство Нижне-Зейской и Селемджинской ГЭС, предусмотренное Генеральной схемой размещения объектов электроэнергетики до 2035 года. Реализация проектов необходима для покрытия роста электропотребления на Дальнем Востоке и защиты территорий от наводнений за счет создания противопаводковых водохранилищ. Это будет иметь решающее значение для предотвращения стихийных бедствий в периоды летне-осенних паводков на Дальнем Востоке, а также в северо-восточных провинциях Китая.
Кроме того, результатом строительства только одной Нижне-Зейской ГЭС станет создание стратегического запаса пресной воды в объеме 1370 млн м3 и сокращение выбросов парниковых газов на 3,473 тыс. тонн CO2-экв в год за счет их консервации в донных отложениях. В пиковый период строительства в рамках проекта будет создано порядка 3,1 тыс. рабочих мест. Дополнительные доходы бюджетов за счет строительства и эксплуатации ГЭС составят не менее 79 млрд руб.
ПАО «РусГидро» также планируется достройка Крапивинской ГЭС мощностью 345 МВт в Кемеровской области, что позволит обеспечить регион долгосрочным источником экологически чистой электроэнергии, улучшить условия водопользования для промышленности, сельского хозяйства и населения. Реализация проекта будет способствовать созданию благоприятных предпосылок для экономического развития региона, включая рыбоводство, транспортную и туристическую отрасли, в том числе за счет возвращения судоходства на реку Томь.
Для развития гидроэнергетики ПАО «РусГидро» предлагает использовать следующие меры господдержки:

- необходимо возобновить действие механизма гарантированного возврата инвестиций для новых гидроэнергетических проектов (по аналогии с ранее действующей программой ДПМ, позволившей ввести в эксплуатацию ряд ГЭС в 2010-2019 гг.);
- необходимо применить дополнительные меры поддержки при строительстве новых ГЭС. Например, региональные налоговые льготы (обнуление налога на имущество и региональной части налога на прибыль на 10 лет после ввода станции в эксплуатацию с целью снижения нагрузки на потребителей электроэнергии в рамках механизма гарантированного возврата инвестиций), заемное финансирование на льготных условиях (с пониженной ставкой);
- необходимо обеспечить правовое регулирование создания водохранилищ и их финансирование как объектов федеральной собственности за счет средств федерального бюджета. С этой целью должен быть разработан проект федерального закона, направленного на совершенствование законодательства, регулирующего деятельность по проектированию, строительству, бюджетному финансированию и вводу в эксплуатацию водохранилищ.

В России насчитывается 2,5 млн малых рек, а ежегодный потенциал малой гидрогенерации страны оценивается в 60 млрд кВт·ч, из которых используется не более 1%. Сток малых рек составляет около 50% общего речного стока. На территории бассейнов малых рек проживает до 44% городского и 90% сельского населения. При этом количество малых ГЭС в России составляет всего около 200 единиц[111].

Несмотря на то, что экономические характеристики малых ГЭС уступают крупным, они имеют свои неоспоримые преимущества. Малые ГЭС, как правило, не требуют сложных гидротехнических сооружений, в частности, больших водохранилищ, которые на равнинных реках приводят к большим площадям затоплений. Современное оборудование для МГЭС характеризуется полной автоматизацией, высокой надежностью и полным ресурсом работы не менее 50 лет. Малые ГЭС, по сравнению с другими видами ВИЭ, имеют гораздо более высокий коэффициент использования установленной мощности (КИУМ), достигающий 40%, а при некоторых технических решениях значительно больше.

При этом в сфере малой гидроэнергетики Россия обладает полным технологическим суверенитетом. Так, российская компания «МНТО ИНСЭТ», занимающаяся производством оборудования для малой энергетики, за 30 лет своей работы изготовила около 80 гидроагрегатов для малых ГЭС и больше 250 для микро-ГЭС. Из них лишь около 20 гидроагрегатов были установлены в России, остальные отправлены в другие страны[112].

В перспективе развитие малых ГЭС может внести существенный вклад в снижение энергодефицита регионов Северного Кавказа, где в 2024 году планируется ввод в эксплуатацию нескольких значимых объектов малой гидроэнергетики, включая Башенную малую ГЭС в Чечне и Черекскую малую ГЭС в Кабардино-Балкарии[113].

[111] https://www.c-o-k.ru/articles/malye-ges-rossii-razvivat-nelzya-otkladyvat
[112] https://tass.ru/arktika-segodnya/17049165
[113] https://rg.ru/2023/11/09/reg-skfo/malye-ges-pomogut-snizit-energodeficit-v-regionah-severnogo-kavkaza.html

ПАО «Промсвязьбанк»: финансирование строительства малых ГЭС

Одним из приоритетных направлений деятельности ПАО «Промсвязьбанк», нацеленной на повышение качества жизни и улучшение состояния окружающей среды, является развитие чистой энергетики. ПСБ планирует не только наращивать портфель зеленых энергетических проектов, но и диверсифицировать его.
В целях развития чистой энергетики ПСБ принял участие в финансировании строительства двух Белопорожских малых гидроэлектростанций (МГЭС) суммарной установленной мощностью 49,8 МВт на реке Кемь в Республике Карелия. Станции были введены в эксплуатацию в мае 2024 году. Они будут ежегодно производить 230 млн КВт·ч электроэнергии. Объем финансирования проекта составил более 12 млрд руб. МГЭС были построены Российским фондом прямых инвестиций совместно с ПСБ, а также партнерами из Китая и с Ближнего Востока. Проект стал первым в стране, для финансирования которого было одобрено выделение ресурсов Новым банком развития, созданным странами БРИКС. Ввод в эксплуатацию Белопорожских МГЭС позволил повысить надежность и устойчивость энергоснабжения населения Республики Карелия, снизить энергодефицит в регионе, а также способствовал сокращению выбросов парниковых газов и снижению воздействия на водные и прибрежные экосистемы.

4.3.6. Развитие возобновляемой энергетики

В России, несмотря на обеспеченность углеводородными источниками энергии, ведется планомерная работа по развитию ВИЭ. Ее результатом должно стать снижение антропогенного воздействия на климат, уменьшение выбросов парниковых газов и других загрязняющих веществ в атмосферу, а также диверсификация энергобаланса и максимальное использование местного топливного потенциала. Программа поддержки ВИЭ, реализуемая в отношении проектов на оптовом рынке электроэнергии и мощности, позволила в кратчайшие сроки создать в России собственные производственные и научно-технологические заделы и ежегодно наращивать объем вводимой мощности на основе энергии солнца и ветра.

Фактически с нуля за последние 15 лет в России была создана отрасль возобновляемой энергетики. К настоящему времени совокупная установленная мощность генерации на основе ВИЭ в стране превышает 6 ГВт, включая объекты ВИЭ в изолированных энергосистемах и собственную генерацию промышленности. Для поддержки отрасли было принято решение о продлении механизма стимулирования ВИЭ после 2024 года. Ожидается, что благодаря этим мерам в России до 2035 году будет введено 15 ГВт новых мощностей ВИЭ.

Сегодня ключевой задачей по развитию возобновляемой энергетики является повышение эффективности использования ВИЭ-генерации с целью прекращения после 2035 года механизмов поддержки и достижения ценового паритета с традиционной генерацией. Для решения этой задачи планируется осуществлять деятельность по совершенствованию механизмов стимулирования ВИЭ и национальных стандартов, оказывать поддержку российскому экспорту оборудования и оказания услуг по проектированию, строительству, эксплуатации и сервисному обслуживанию генерирующих объектов на базе ВИЭ за рубежом, а также развивать системы накопления электроэнергии.

АО «НоваВинд» – дивизион Госкорпорации «Росатом», созданный для развития передовых сегментов и технологических платформ электроэнергетики

АО «НоваВинд» осуществляет проектирование ветроэнергетических станций, организацию собственного производства компонентов ВЭУ, управление цепочкой поставщиков и логистикой, а также сервисное обслуживание и эксплуатацию ВЭС. Начиная с 2020 года АО «НоваВинд» были введены в эксплуатацию Адыгейская, Кочубеевская, Кармалиновская, Марченковская, Бондаревская, Медвеженская, Берестовская и Труновская ВЭС.
В рамках реализуемой в России программы государственной поддержки отрасли возобновляемой энергетики с использованием механизма договоров о предоставлении мощности АО «НоваВинд» взяло на себя обязательства построить до конца 2027 года ветровые электростанции совокупной мощностью порядка 1,7 ГВт. Из них по состоянию на 01.07.2024 – 1,035 ГВт уже введено в эксплуатацию.
В число проектов, реализуемых АО «НоваВинд» в настоящее время в рамках Программы ДПМ ВИЭ, входит строительство в Республике Дагестан Новолакской ВЭС мощностью около 300 МВт. Ее ввод в эксплуатацию запланирован двумя очередями – в 2025 и 2026 гг. Она станет крупнейшей ВЭС в России, обогнав Кочубеевскую ВЭС мощностью 210 МВт, состоящую из 84 ветроустановок и введенную в эксплуатацию АО «НоваВинд» в 2020 году.

По итогам расчетов углеродного следа в соответствии с принятой методологией Госкорпорации «Росатом» средний уровень выбросов на всем жизненном цикле ветроэнергетической установки АО «НоваВинд» оценивается на уровне 8,7 г CO2-экв./кВт·ч, что ниже среднего общемирового значения, которое, согласно исследованию Межправительственной группы экспертов по изменению климата ООН (IPPC), составляет 11 г CO2-экв./кВт·ч.
В целях удовлетворения требований по локализации компонентов и операций по сборке ветроустановок, предусмотренных программой ДПМ ВИЭ, АО «НоваВинд» принято решение об организации собственного производства компонентов ВЭУ 2,5 МВт на территории Российской Федерации. В рамках специального инвестиционного контракта АО «НоваВинд» при поддержке Минпромторга России было создано промышленное производство оборудования ВЭУ на базе завода в г. Волгодонске Ростовской области. Производственная мощность завода составит 300-400 МВт в год. Общий объем инвестиций – порядка 2 млрд руб.
АО «НоваВинд» является якорным заказчиком для российских промышленных предприятий – поставщиков продукции и услуг в ветроэнергетике. В ветроэнергетическом проекте Госкорпорации «Росатом» участвуют около 70 российских компаний, создавших более 2 тыс. новых рабочих мест. Общий объем вложений в производство, закупку российских компонентов и работы в рамках реализации текущего портфеля проектов АО «НоваВинд» до 2027 года составит более 150 млрд руб. Таким образом, использование ВИЭ способствует созданию «вытягивающих» производств и наращиванию компетенций смежных промышленных предприятий, а также обеспечению налоговых поступлений в бюджет и созданию рабочих мест.

Одной из важнейших задач государственного значения является энергоснабжение удаленных районов Дальнего Востока и Арктики. Эти регионы экономически нецелесообразно, а иногда и технически невозможно подключить к единой энергосистеме России. При этом суровый климат и недостаточно развитая инфраструктура обостряют потребность в их бесперебойном энергоснабжении. Сегодня энергию здесь чаще всего вырабатывают дизельные электростанции, работа которых оказывает негативное воздействие на состояние окружающей среды, а также требует дорогостоящего «северного завоза» топлива. Оптимальным решением этой проблемы может стать использование возобновляемой энергетики и создание автоматизированных гибридных энергокомлексов на основе солнечных электростанций и систем накопления энергии.

Проекты Группы РусГидро по развитию солнечной энергетики на Дальнем Востоке

В 2015 году в рамках соглашения с Правительством Республики Саха (Якутия) АО «Сахаэнерго» (входит в состав группы РусГидро) введена в эксплуатацию крупнейшая заполярная солнечная электростанция мощностью 1 МВт. Станция расположена в поселке Батагай Верхоянского района и вошла в книгу рекордов Гиннесса как самая северная СЭС в мире. При этом общая мощностью 23 СЭС, эксплуатируемых АО «Сахаэнерго» на удаленных территориях Дальнего Востока, составляет 2,9 МВт, что позволяет ежегодно экономить более 460 тонн дизельного топлива.
В 2019 году в Амурской области был реализован первый в России проект создания комбинированной гидросолнечной генерации. В рамках проекта на территории Нижне-Бурейской ГЭС были введены в эксплуатацию солнечные панели мощностью 1,3 МВт, вырабатывающие энергию для обеспечения собственных потребностей ГЭС. Кроме того, в 2020 году на Нижне-Бурейской ГЭС была введена в эксплуатацию первая в России наплавная солнечная электростанция. Она представляет собой понтонный модуль со 140 фотоэлементами общей площадью 475 м2, смонтированный на поверхности водохранилища.
Перспективным направлением дальнейшего развития солнечной энергетики в Якутии и Камчатском крае также является строительство интегрированных энерогокомплексов, включающих солнечные панели, высокоэффективные дизельные электростанции и системы накопления энергии. Первые договоры на строительство таких комплексов были заключены в 2020 году[114].

[114] https://rushydro.ru/activity/production/solnechnaya-generatsiya/?utm_source=google.com&utm_medium=organic&utm_campaign=google.com&utm_referrer=google.com

Выводы по разделу

В 2023 году выработка электроэнергии в Российской Федерации составила 1 151,7 млрд кВт·ч. Около половины этого объема обеспечивают газовые ТЭС, еще 14% – угольные ТЭС. Порядка 18,9% вырабатывают атомные электростанции, 17,6% – гидроэлектростанции. За счет ВИЭ производится менее 1% электроэнергии. При этом в 2018-2023 гг. наиболее активный рост производства электроэнергии наблюдался в сегменте ВИЭ. Так, за этот период установленная мощность СЭС возросла в 3 раза, ВЭС – в 14 раз.

В соответствии с прогнозом Института ВЭБ, к 2050 году производство электроэнергии в Российской Федерации вырастет на 22-41% к уровню 2023 года в зависимости от сценария. При этом оптимистичный сценарий предусматривает, что низкоуглеродная генерация (ГЭС, АЭС и ВИЭ) к 2050 году будет на 54% обеспечивать выработку электроэнергии, в базовом сценарии доля низкоуглеродной генерации составляет 46%. Оптимистичный сценарий также предусматривает рост доли ВИЭ до 7,8%, в том числе за счет расширения ее использования на удаленных и изолированных территориях. В базовом сценарии к 2050 году на долю ВИЭ будет приходиться 5,3% электрогенерации.

Наиболее актуальной задачей по направлению развития тепловой генерации, обеспечивающей сегодня более 60% потребностей страны, является модернизация устаревающих мощностей ТЭС. В рамках реализуемой в настоящее время программы до конца 2031 года планируется обновить устаревшее оборудование в общем объеме до 46 ГВт, что составляет порядка 18% генерирующей мощности страны. Актуальным также является перевод угольных ТЭС на газ, что позволяет снижать негативное экологическое и климатическое воздействие отрасли.

Сегодня перед российской атомной отраслью стоит задача по расширению использования атомной генерации и повышению экономической эффективности новых атомных станций. Параллельно с этим Госкорпорацией «Росатом» решаются задачи по применению технологии замкнутого ядерного топливного цикла, открывающие новые возможности для крупномасштабного развития атомной энергетики, а также ведутся работы по сооружению первой в мире наземной атомной станции малой мощности, которая обеспечит чистым эффективным и стабильным источником энергии удаленные арктические территории.

В сфере развития гидроэнергетики ключевой задачей для России является повышение эффективности использования гидропотенциала. В настоящее время уже подготовлен план-график строительства восьми приоритетных объектов гидроэнергетики суммарной мощностью 4,7 ГВт, включая противопаводковые Нижне-Зейскую и Селемджинскую ГЭС в бассейне реки Амур. Перспективным также является освоение потенциала малой гидрогенерации, при этом строительство малых ГЭС целесообразно в первую очередь проводить в удаленных районах с децентрализованным энергоснабжением.

Ключевой задачей по развитию возобновляемой энергетики является повышение эффективности использования ВИЭ-генерации с целью прекращения после 2035 года механизмов поддержки и достижения ценового паритета с традиционной генерацией. В настоящее время совокупная установленная мощность генерации на основе ВИЭ в стране составляет около 6 ГВт. Ожидается, что до 2035 года в эксплуатацию будет введено еще до 15 ГВт новых мощностей. При этом особое внимание будет уделяться использованию потенциала ВИЭ для устойчивого энергоснабжения удаленных изолированных районов Дальнего Востока и Арктики.

Выводы

1. Потребление электроэнергии в мире росло, растет и будет расти. После того как на среднеевропейский уровень потребления электроэнергии на душу населения вышел Китай, активный рост энергопотребления начался в Индии. На очереди – другие страны Азиатско-Тихоокеанского региона и Африки.
2. При формировании своих энергетических систем все страны решают триединую задачу: гарантировать доступность электроэнергии для потребителей и надежность энергоснабжения, но при этом соответствовать все более ужесточающимся экологическим и климатическим требованиям, а также обеспечивать максимальную экономическую эффективность генерации.
3. Эти задачи совпадают с основным вектором реализации Целей устойчивого развития, прежде всего с ЦУР 7 «Обеспечение всеобщего доступа к недорогим, надежным, устойчивым и современным источникам энергии для всех» и ЦУР 13 «Борьба с изменением климата».
4. При решении задач по развитию энергетического комплекса каждая страна опирается на имеющиеся у нее природно-климатические, демографические, интеллектуальные и технологические ресурсы, учитывая свой уровень социально-экономического развития, место в глобальном разделении труда, геополитический контекст.
5. Императивом формирования современного энергетического комплекса является его развитие на основе ресурсо- и энергоэффективных технологий. Многие страны при этом ставят задачу по обеспечению энергетической безопасности на основе технологического суверенитета.
6. Климатическая повестка, принятая большинством стран мира, способствовала развитию фотовольтаики, ветроэнергетики и других возобновляемых видов генерации. На их продвижение, включая НИОКР и масштабирование технологий производства, были направлены огромные суммы. В результате ВИЭ подошли к уровню экономической эффективности, сравнимому с традиционными технологиями производства электроэнергии на основе ископаемого топлива.
7. Нынешний четвертый энергопереход – первый в истории человечества, движущей силой которого являются внеэкономические факторы, а именно климатическая повестка. Для его продвижения в мире используются различные механизмы, одним из которых является зеленое финансирование.
8. Во всех классификаторах (таксономиях) зеленых проектов низкоуглеродная энергетика выделена в отдельный самостоятельный раздел, сердцевину которого составляет солнечная и ветряная генерации.
9. Кроме того, для поддержки энергоперехода применяется такие механизмы, как введение регуляторных требований к формированию кредитных портфелей банков, субсидирование инвестиций и предоставление налоговых кредитов для ВИЭ. Используются также такие регуляторные меры, как введение платы за углерод, повышение акцизов на выработанную на тепловых электростанциях электроэнергию, создание преференциального режима допуска в сеть для энергии, выработанной на ВИЭ, и дискриминационного – для доступа энергии, выработанной на тепловых электростанциях.
10. В новых условиях ряд стран, у которых запасов углеводородов нет, либо они уже выработаны, используют ВИЭ не только в качестве отдельной составляющей своего энергетического комплекса, но и как фактор обеспечения энергобезопасности. Несмотря на то, что использование ветроэнергетики и СЭС удорожает стоимость энергии для потребителей, зависимость от импорта углеводородов существенно сокращается. Выбор в пользу энергетического суверенитета за счет развития ВИЭ уже сделали Великобритания и страны Евросоюза, за исключением Франции, сохраняющей АЭС в качестве ключевого направления развития своей энергетики.
11. В борьбе за доминирование на формировавшихся в последние 15 лет рынках ВИЭ КНР пошла еще дальше, став безусловным лидером в области солнечной и ветроэнергетики как в плане технологий, так и себестоимости выпускаемого оборудования. Такая ситуация расценивается странами ЕС и США как угроза их энергобезопасности и уже привела к введению заградительных тарифов на поставки оборудования для ВИЭ из КНР.
12. При этом, в отличие от стран ЕС и США, КНР не отказалась от традиционных видов генерации, но сделала ставку на их модернизацию в целях перехода на экологически и климатически эффективные технологии. В угольной генерации это замещение докритических технологий ультрасуперкритическими, в газовой – все более широкое использование установок комбинированного цикла.
13. Опыт Китая показывает, что наилучший результат с точки зрения достижения баланса между доступностью, надежностью, экологической, климатической и экономической эффективностью энергетики достигается за счет развития низкоуглеродной генерации в сочетании с повышением КПД тепловой генерации. Среди угольных ТЭС, строящихся в Китае в 2024 году, 93% – ультрасверхкритические. Они обладают наиболее высоким уровнем КПД, что позволяет сокращать выбросы парниковых газов и иных загрязняющих веществ на единицу выработки электроэнергии. В результате КНР удается не только наращивать выработку электроэнергии, необходимой для дальнейшего экономического развития страны, но и решать проблемы загрязнения окружающей среды.
14. Россия в целом обладает низкоэмиссионной структурой электроэнергетики. Уже сегодня на низкоуглеродные источники (ГЭС, АЭС и ВИЭ) приходится 37,2% от общего объема выработки электроэнергии в стране. Еще 48,4% – это генерация на базе природного газа, сопровождающаяся крайне низким уровнем выбросов парниковых газов. Использование угля дает порядка 14,1% электрогенерации. Конкурентным преимуществом нашей страны также является мировое лидерство в области атомной энергетики как с точки зрения технологий, так и масштаба строительства новых АЭС в мире.
15. При этом доля наиболее ресурсоэффективных технологий в тепловой генерации России крайне низка, гидропотенциал недоиспользован, а сектор малых ГЭС практически не развит. Не меньшую обеспокоенность вызывает отсутствие в России серийного производства газовых турбин средней и большой мощности, поставки которых из-за рубежа стали невозможны в связи с санкционным режимом. Это ставит перед нашим машиностроительным комплексом сложнейшую задачу по запуску массового производства турбин для обеспечения стабильной работы российского ТЭК.
16. Одновременно с решением вопросов импортозамещения России предстоит решать задачи по декарбонизации энергетического комплекса, которые определены в Стратегии социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года. Стратегия предусматривает как замещение части угольной генерации на низкоуглеродную, так и снижение выбросов действующей угольной генерации за счет внедрения современных технологий. В документе также обозначена необходимость значительного увеличения генерации на основе возобновляемых источников энергии при обеспечении необходимого уровня локализации производства оборудования на территории страны.
17. В рамках реализации климатической политики Россия придерживается принципа технологической нейтральности, что зафиксировано в Климатической доктрине Российской Федерации. Она предусматривает приоритет цели по сокращению выбросов парниковых газов за счет любых доступных и экономически оправданных технологий. Россия также придерживается позиции о недопустимости принуждения других стран к отказу от каких-либо видов топлива и использования вопросов, связанных с климатом, в качестве аргумента в конкурентной борьбе за энергетические рынки.
18. Принцип технологической нейтральности лежит в основе российской таксономии зеленых и адаптационных проектов. Помимо проектов в сфере ВИЭ, атомной и гидроэнергетики таксономия также включает деятельность по повышению энергетической и экологической эффективности объектов тепловой энергетики, в том числе ТЭС на природном газе, когенерацию, установку газоочистительного оборудования, улавливание, транспортировку, утилизацию или хранение парниковых газов.
19. Для более полного учета климатических и экологических факторов в России приняты и действуют такие инструменты поддержки возобновляемой энергетики, как договор поставки мощности ВИЭ. Кроме того, в настоящее время на о. Сахалин идет реализация эксперимента по ограничению выбросов парниковых газов, в рамках которого отрабатывается регулируемая система торговли квотами на выбросы CO2 в масштабе одного региона. В России также запущен добровольный рынок торговли углеродными единицами, ведется реестр климатических проектов, обсуждается вопрос о введении такого инструмента снижения углеродоемкости, как налог на углерод.
20. Добровольный спрос на электроэнергию, произведенную с использованием возобновляемых и других низкоуглеродных источников энергии, будет стимулироваться за счет развития национальной системы сертификации происхождения электроэнергии, запуск которой состоялся 1 февраля 2024 года.