



Анализ и прогноз

Журнал ИМЭМО РАН

Analysis and Forecasting

IMEMO Journal

2025'3

Научный сетевой журнал
“Анализ и прогноз. Журнал ИМЭМО РАН / Analysis and Forecasting. IMEMO Journal”

издается с 2019 г., выходит 4 раза в год, языки журнала – русский и английский.

Все выпуски журнала находятся в открытом доступе.

Свидетельство о регистрации журнала Эл № ФС 77–76743 выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций
16 сентября 2019 г.

Учредитель и издатель

Федеральное государственное бюджетное научное учреждение
“Национальный исследовательский институт
мировой экономики и международных отношений имени
Е.М. Примакова Российской академии наук” (ИМЭМО РАН)

Главный редактор:

И.Л. Прохоренко

Редакция:

А.А. Алешин, А.В. Короткова (заместитель главного редактора),
Е.И. Матюхова (ответственный секретарь), М.И. Строкова

Журнальная верстка:

М.А. Зарипов

Верстка web-страниц:

Е.А. Ключева, Е.М. Ломтева

Дизайн обложки:

С.В. Сафонов

Контакты редакции:

117997, Российская Федерация, Москва, Профсоюзная ул., д. 23
Тел.: +7 (499) 128-8560; +7 (499) 128-1748
e-mail: afjournal@imemo.ru

Официальный сайт журнала:

<https://afjournal.ru>

Мнение авторов публикуемых материалов может не совпадать
с мнением редакции журнала.

The scientific electronic journal
“Analysis and Forecasting. IMEMO Journal”
is published from 2019, 4 times a year in Russian and English.
All the issues of the journal are available online with open access.

The Registration Certificate of the journal, EL № FC 77–76743 was issued by the Federal Communications, Information Technology and Mass Media Regulatory Authority on 16 September 2019.

Founder and Publisher
Federal State Budgetary Institution of Science
‘Primakov National Research Institute of World Economy
and International Relations, Russian Academy of Sciences (IMEMO)’

Editor-in-Chief:
Irina Prokhorenko

Editorial Staff:
Alexander Aleshin, Alla Korotkova (Deputy Editor-in-Chief),
Elizaveta Matyukhova (Executive Secretary), Marina Strokova

Layout and Design:
Mikhail Zaripov

Website Design:
Evgenia Kliueva, Elena Lomteva

Cover design:
Sergey Safonov

Contacts:
Russian Federation, Moscow, 117997, 23, Profsoyuznaya Str.
Tel.: +7(499)128-8560; +7(499)128-1748
e-mail: afjournal@imemo.ru

Website:
<https://afjournal.ru>

The opinion of the authors of the published materials does not necessarily coincide
with the opinion of the Editorial.

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ:

Войтоловский Ф.Г., д.полит.н., профессор РАН, член-корреспондент РАН, директор ИМЭМО РАН

ЧЛЕНЫ РЕДКОЛЛЕГИИ:

Арбатова Н.К., д.полит.н., заведующий отделом европейских политических исследований ИМЭМО РАН

Афонцев С.А., д.э.н., профессор РАН, член-корреспондент РАН, заведующий отделом экономической теории, заместитель директора ИМЭМО РАН по научной работе

Варнавский В.Г., д.э.н., профессор, руководитель Центра промышленных и инвестиционных исследований ИМЭМО РАН

Журавлева В.Ю., к.полит.н., руководитель Центра североамериканских исследований, заместитель директора ИМЭМО РАН по научной работе

Звягельская И.Д., д.и.н., профессор РАН, член-корреспондент РАН, заведующий Лабораторией "Центр ближневосточных исследований" ИМЭМО РАН

Жуков С.В., д.э.н., член-корреспондент РАН, заместитель директора ИМЭМО РАН по научной работе

Кобринская И.Я., к.и.н., руководитель Центра ситуационного анализа ИМЭМО РАН

Ломанов А.В., д.и.н., профессор РАН, руководитель Центра азиатско-тихоокеанских исследований, заместитель директора ИМЭМО РАН по научной работе

Мирошниченко И.В., д.полит.н., доцент, заведующий кафедрой государственной политики и государственного управления факультета управления и психологии Кубанского государственного университета

Прохоренко И.Л., д.полит.н., заведующий отделом международно-политических проблем ИМЭМО РАН

Рябов А.В., к.и.н., доцент, заведующий научно-издательским отделом ИМЭМО РАН, главный редактор журнала "Мировая экономика и международные отношения"

Семененко И.С., д.полит.н., член-корреспондент РАН, руководитель Центра сравнительных социально-экономических и политических исследований, заместитель директора по научной работе ИМЭМО РАН

Соловьев Э.Г., к.полит.н., руководитель Центра постсоветских исследований, заведующий сектором теории политики ИМЭМО РАН

Федоровский А.Н., д.э.н., руководитель Группы общих проблем Азиатско-Тихоокеанского региона Центра азиатско-тихоокеанских исследований ИМЭМО РАН

Харитонов Е.М., к.полит.н., руководитель Группы британских исследований Европейского союза Центра европейских исследований

Цапенко И.П., д.э.н., заведующий сектором социально-экономического развития и миграционных процессов отдела комплексных социально-экономических исследований Центра сравнительных социально-экономических и политических исследований ИМЭМО РАН

Шаклеина Т.А., д.полит.н., профессор, заслуженный деятель науки Российской Федерации, профессор кафедры прикладного анализа международных проблем факультета международных отношений МГИМО МИД России

CHAIRMAN:

Feodor Voitlovsky, Doct. Sci. (Polit. Sci.), Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences (RAS), Professor of the RAS, Director of IMEMO

MEMBERS:

Nadezhda Arbatova, Doct. Sci. (Polit. Sci.), Head of the Department for European Political Studies, IMEMO

Sergey Afontsev, Doct. Sci. (Econ.), Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences (RAS), Professor of the RAS, Head of the Department for Economic Theory, Deputy Director, IMEMO

Vladimir Varnavskii, Doct. Sci. (Econ.), Professor, Head of the Center for Industrial and Investment Studies, IMEMO

Viktoriya Zhuravleva, Cand. Sci. (Polit. Sci.), Head of the Center for North American Studies, Deputy Director, IMEMO

Irina Zvyagelskaya, Doct. Sci. (Hist.), Professor of the RAS, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences (RAS), Head of the Center for the Middle East Studies, IMEMO

Stanislav Zhukov, Doct. Sci. (Econ.), Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences (RAS), Deputy Director, IMEMO

Irina Kobrinskaya, Cand. Sci. (Hist.), Head of the Center for Situational Analysis, IMEMO

Alexander Lomanov, Doct. Sci. (Hist.), Professor of the RAS, Head of the Center for Asia Pacific Studies, Deputy Director, IMEMO

Inna Miroshnichenko, Doct. Sci. (Polit. Sci.), Associate Professor, Head of the Department for Public Policy and Public Administration, Kuban State University

Irina Prokhorenko, Doct. Sci. (Polit. Sci.), Head of the Department for International Political Problems, IMEMO

Andrey Ryabov, Cand. Sci. (Hist.), Associate Professor, Head of the Scientific and Publishing Department, IMEMO, Editor-in-Chief of the Journal 'The World Economy and International Relations' of the Russian Academy of Sciences

Irina Semenenko, Doct. Sci. (Polit. Sci.), Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences (RAS), Head of the Center for Comparative Socio-Economic and Political Studies, Deputy Director, IMEMO

Eduard Solovyev, Cand. Sci. (Polit. Sci.), Head of the Center of Post-Soviet Studies, Head of the Sector for Political Theory, IMEMO

Alexander Fedorovskiy, Doct. Sci. (Econ.), Head of the Group for the Asia-Pacific Region Problems, Center for Asia Pacific Studies, IMEMO

Elena Kharitonova, Cand. Sci. (Polit. Sci.), Head of the British Research Group, Center for European Studies, IMEMO

Irina Tsapenko, Doct. Sci. (Econ.), Head of the Sector for Social and Economic Development and Migration Processes Studies, Department for Complex Socio-Economic Research, IMEMO

Tatiana Shakleina, Doct. Sci. (Polit. Sci.), Professor, Honorable Scientist of the Russian Federation, Professor of the Department for Applied International Analysis, School of International Relations, MGIMO

Арбатов А.Г., д.и.н., академик РАН, руководитель Центра международной безопасности ИМЭМО РАН (Россия)

Барановский В.Г., д.и.н., профессор, академик РАН, руководитель научного направления Центра ситуационного анализа ИМЭМО РАН (Россия)

Громыко А.А., д.полит.н., профессор РАН, член-корреспондент РАН, директор Института Европы РАН (Россия)

Дынкин А.А., д.э.н., профессор, академик РАН, президент ИМЭМО РАН (Россия)

Иванова Н.И., д.э.н., профессор, академик РАН, руководитель научного направления Отдела науки и инноваций ИМЭМО РАН (Россия)

Королев И.С., д.э.н., профессор, член-корреспондент РАН, советник РАН (Россия)

Михеев В.В., д.э.н., академик РАН, руководитель научного направления Центра азиатско-тихоокеанских исследований ИМЭМО РАН (Россия)

Наумкин В.В., д.и.н., профессор, академик РАН, научный руководитель Института востоковедения РАН (Россия)

Сюэтуン Янь, Ph.D (Polit. Sci.), директор Института международных отношений Университета Цинхуа (Китай)

Alexey Arbatov, Doct. Sci. (Hist.), Full Member of the Russian Academy of Sciences, Head of the Center of International Security, IMEMO (Russia)

Vladimir Baranovsky, Doct. Sci. (Hist.), Professor, Full Member of the Russian Academy of Sciences, Head of Research of the Center of Situational Analysis, IMEMO (Russia)

Alexey Gromyko, Doct. Sci. (Polit. Sci.), Corresponding Member of the RAS, Professor of the Russian Academy of Sciences (RAS), Director of the Institute of Europe, RAS (Russia)

Alexander Dynkin, Doct. Sci. (Econ.), Professor, Full Member of the Russian Academy of Sciences, President of IMEMO (Russia)

Natalya Ivanova, Doct. Sci. (Econ.), Professor, Full Member of the Russian Academy of Sciences, Head of Research of the Department of Science and Innovation, IMEMO (Russia)

Ivan Korolev, Doct. Sci. (Econ.), Professor, Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences (RAS), Counselor of RAS (Russia)

Vasily Mikheev, Doct. Sci. (Econ.), Full Member of the Russian Academy of Sciences, Head of Research of the Center of Asia Pacific Studies, IMEMO (Russia)

Vitaly Naumkin, Doct. Sci. (Hist.), Professor, Full Member of the Russian Academy of Sciences, Academic Director of the Institute of Oriental Studies, RAS (Russia)

Yan Xuotong, Ph.D. (Polit. Sci.), Dean of the Institute of International Relations, Qinghua University (China)

К ЧИТАТЕЛЯМ

Представляем номер	10
Метановое регулирование как фактор конкурентоспособности на рынке СПГ <i>Копытин И.А., Иллерицкий Н.И.</i>	14
Выбросы парниковых газов в течение жизненного цикла: электромобили и автомобили с двигателем внутреннего сгорания <i>Синицын М.В.</i>	25
Развитие крупномасштабных аккумуляторных систем накопления энергии в мировой электроэнергетике <i>Масленников А.О.</i>	36
Нефтехимия в стратегиях развития Саудовской Аравии и Объединенных Арабских Эмиратов <i>Гахокидзе И.З.</i>	50
Кризис энергоперехода в Германии <i>Жуков С.В., Попадько А.М.</i>	64

FROM THE EDITORS

Presenting the Issue 10

Methane Regulation as a Factor of Competitiveness in the LNG Market
Kopytin I.A., Illeritskiy N.I.14

Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions: Battery Electric and Internal Combustion Engine Vehicles
Sinit syn M.V.25

Development of Large-Scale Battery Energy Storage Systems in the Global Power Industry
Maslennikov A.O.36

Petrochemicals in the Development Strategies of Saudi Arabia and the United Arab Emirates
Gakhokidze I.Z.50

Crisis of Energy Transition in Germany
Zhukov S.V., Popadko A.M.64

THEMED ISSUE
THE STATE STATE OF THE ENERGY TRANSITION:
ECONOMICS, TECHNOLOGY AND REGULATION

ПРЕДСТАВЛЯЕМ НОМЕР

Дорогие читатели!

Представляем вашему вниманию третий в 2025 г. выпуск журнала. Этот выпуск тематический, мы решили назвать его “Современный энергетический переход: экономика, технологии, регуляторика”. Современный энергетический переход – сложный и многогранный процесс, в который в той или иной мере втянуты все страны и территории современного мира. В предлагаемом вниманию читателя тематическом выпуске журнала “Анализ и прогноз. Журнал ИМЭМО РАН” представлены исследования, рассматривающие новейшие экономические, технологические и регуляторные тенденции в развитии мирового энергетического перехода. Авторы – Станислав Вячеславович Жуков, доктор экономических наук, член-корреспондент РАН, заместитель директора ИМЭМО РАН по научной работе, и сотрудники Центра энергетических исследований ИМЭМО: Иван Александрович Копытин, кандидат экономических наук, руководитель Центра; Александр Оскарович Масленников, кандидат экономических наук, старший научный сотрудник; Никита Игоревич Иллерицкий, кандидат экономических наук, научный сотрудник; Михаил Владимирович Синицын, научный сотрудник; Артем Михайлович Попадьюко, кандидат экономических наук, научный сотрудник; Ирине Зурабовна Гахокидзе, младший научный сотрудник.

Принципиальным отличием современного энергетического перехода от предшествовавших стала определяющая роль государственного регулирования. Не будет преувеличением сказать, что разворачивающийся в режиме реального времени энергопереход – результат политических решений, принятых в последние два – два с половиной десятилетия в странах – ключевых потребителях энергии, в первую очередь европейских. Именно европейское видение и подходы к климатической повестке легли в основу Парижского соглашения по климату, к которому охотно или неохотно присоединились большинство стран мира. К настоящему времени европейские регуляторы уже выстроили целостную систему регулирования выбросов углерода и от решения задач декарбонизации все более смещаются в направлении деметанизации. Метан – второй после углекислого газа антропогенный фактор изменения климата. Так как метан является более агрессивным парниковым газом, считается, что быстрое сокращение его выбросов может дать более выраженный эффект для сдерживания глобального потепления.

В статье И.А. Копытина и Н.И. Иллерицкого “Метановое регулирование как фактор конкурентоспособности на рынке СПГ” детально проанализировано новое законодательство Европейского союза по выбросам метана. Итоговая версия Регламента ЕС по сокращению выбросов метана в энергетическом секторе вступила в силу летом 2024 г. Авторы делают важный вывод о том, что, если наложить регуляторные новации Евросоюза по эмиссии метана на разворачивающийся в последние годы процесс трансформации европейского рынка природного газа, становится очевидно, что Евросоюз стремится ужесточить импорт СПГ по “зеленым” критериям. Экономическая подоплека этого стремления – частичное перераспределение прибыли от экспортеров сжиженного природного газа в пользу импортеров, то есть европейских компаний. Несмотря на незавершенность объявленного метанового регулирования ЕС со стороны норм и правил, правительство США и американские экспортеры СПГ активизировали усилия по подготовке к новым условиям глобальной конкуренции. На межправительственном уровне США до самого последнего времени добивались от Еврокомиссии признания эквивалентности обновленного метанового регулирования в Соединенных Штатах с новыми стандартами импорта СПГ, которые запланировал реализовать Евросоюз. Со своей стороны американские производители СПГ предложили собственные методики оценки и стандарты метаноинтенсивности. Так, компания *Cheniere* добровольно ввела основанный на физических измерениях годовой целевой показатель выбросов метана для своих



заводов по сжижению газа *Sabine Pass* и *Corpus Christi*. Фактически крупнейший американский производитель СПГ подготовил основу для сохранения своих позиций на европейском и глобальном рынке этого вида топлива. С высокой вероятностью аналогичные меры будут оперативно инициироваться и другими производителями СПГ в США, Катаре и Австралии.

Принципиальное значение имеет вывод авторов, что в ситуации высоко вероятного распространения принципов и подходов европейского метанового регулирования на азиатские рынки СПГ, российским производителям, несмотря на их понятную перегруженность проблемами и вызовами иного рода, целесообразно приступить к выработке методологической и технико-экономической основы для защиты своих интересов на внешних рынках с точки зрения "экологичности" экспортируемого СПГ.

Одно из важнейших направлений современного энергетического перехода – электрификация легкового дорожного транспорта. Мировые продажи электромобилей в 2024 г. выросли на 28% до 17.5 млн единиц, из которых 11 млн пришлось на автомобили с электробатареями и 6.5 млн на гибриды. В январе-апреле 2025 г., несмотря на вялый экономический рост в развитых странах, разрывы в глобальных цепочках создания стоимости и повышения импортных тарифов, глобальные продажи электромобилей, включая гибридные модели, выросли относительно первых четырех месяцев предыдущего года на 29% до 5.9 млн. При этом 3.3 млн электромобилей было продано в Китае, 1.2 млн в Европе, 0.6 млн в Северной Америке и 0.5 млн в остальных странах. По прогнозам Междугородного энергетического агентства, доля электромобилей в совокупных продажах автомобилей в 2025 г. превысит 25%. К 2030 г. этот показатель достигнет 40%. Между тем вопрос о ценовой конкурентоспособности электромобиля в сравнении с автомобилем с двигателем внутреннего сгорания остается открытым.

В статье М.В. Синицына "Выбросы парниковых газов в течение жизненного цикла: электромобили и автомобили с двигателем внутреннего сгорания" ответ на этот вопрос дается с учетом полного жизненного цикла электромобиля с аккумуляторной батареей или "чистого электромобиля", включая издержки по замене и утилизации электробатареи, а также структуры генерации электроэнергии в разрезе первичных топлив. Последний параметр принципиально важен ввиду того, что все большее число стран вводят в разной форме плату за выбросы парниковых газов. Опираясь на массив данных по углеродоемкости генерации электроэнергии в США, ЕС и Китае, автор получил оценку выбросов парниковых газов при эксплуатации электромобилей с учетом потерь электроэнергии в сетях и при зарядке. В статье показано, что в странах Евросоюза высокая доля низкоэмиссионной генерации позволяет электромобилям в течение полного жизненного цикла выбрасывать меньше парниковых газов в сравнении с сопоставимым автомобилем с двигателем внутреннего сгорания даже с учетом замены батареи и утилизации автомобиля. Правда, по некоторым потребительским свойствам и техническим характеристикам электромобили по-прежнему уступают автомобилям с двигателем внутреннего сгорания. В США с их более низким, чем в ЕС, проникновением новых возобновляемых источников энергии в структуру электрогенерации, выбросы парниковых газов у электромобиля превышают выбросы сопоставимого по потребительским свойствам традиционного автомобиля. В Китае же из-за преобладания угольной генерации электромобиль производит значительно больше выбросов парниковых газов, чем автомобиль с двигателем внутреннего сгорания. Это накладывает ограничение на политику КНР по повышению платы за эмиссию парниковых газов. Таким образом, электрификация легкового дорожного транспорта в Китае ведет не к снижению, а напротив, к росту эмиссии парниковых газов.

При том что это справедливо для всех стран с преобладанием угольной генерации, мы сталкиваемся здесь с одним из парадоксов современного энергетического перехода. Его сердцевину составляет процесс опережающего развития новой электроэнергетики, в первую очередь ветровой и солнечной. Экстраординарный блэкаут в Испании, Португалии и на юге Франции в конце апреля 2025 г. оставил без электроэнергии десятки миллионов потребителей на протяжении 18 часов, включая массовые отключения в больницах, банках, метро, аэропортах и на автовокзалах и железных дорогах. Перестали работать системы центрального водоснабжения, канализации, водоподготовки и водоочистки. Отключилось электрообеспечение на АЭС. Политики, регуляторы и даже многие аналитики предпочли не углубляться в причины блэкаута. Комментарии испанских регуляторов свелись к тому,

что "...неправильно связывать инцидент с возобновляемой энергетикой", португальские связали блэкаут с чрезвычайно высокой температурой воздуха, вызвавшей "аномальные колебания" на линиях со сверхвысоким напряжением. И это несмотря на то, что очевидными причинами являются критическая зависимость Испании от солнечной и ветровой энергетики, вклад которых в совокупную генерацию превышает 50%, и неспособность энергосистемы стабильно и надежно работать при таком высоком проникновении новых возобновляемых источников энергии в случае возникновения непредвиденных ситуаций. Одним из технологических решений по поддержанию надежности работы энергосистем, опирающихся на первичные источники энергии с нестабильным и прерывистым электросигналом, призваны стать системы накопления и хранения электроэнергии.

В статье А.О. Масленникова "Развитие крупномасштабных аккумуляторных систем накопления энергии в мировой электроэнергетике" рассмотрен процесс развития промышленных систем накопления энергии и их функциональной роли как нового источника энергетической гибкости в электроэнергетике. Опережающее продвижение аккумуляторов в электроэнергетике обусловлено тремя факторами: во-первых, ростом вклада переменных возобновляемых источников энергии в электрогенерацию; во-вторых, продолжающимся снижением издержек производства и цен литий-ионных аккумуляторов; в-третьих, целенаправленной государственной политикой в ряде стран по стимулированию продвижения технологий накопления электроэнергии. Особого внимания заслуживает вывод автора о том, что, несмотря на определенные успехи, достигнутые в США, Великобритании и Ирландии в повышении конкурентоспособности крупномасштабных аккумуляторных систем накопления электроэнергии и запуске их массового внедрения, существующие технологии не способны обеспечить рентабельное в рыночном смысле длительное хранение энергии.

Более общий вопрос – каков будет уровень платы за электроэнергию в надежной энергосистеме с доминированием новых возобновляемых источников энергии, а также – кто будет оплачивать эту надежность. Европейский массовый блэкаут показал, что откладывание ответов на эти вопросы угрожает новыми масштабными авариями. Между тем ответы, предельно ясны – цена электроэнергии будет только расти, а оплачивать трансформацию будет, как и раньше, население.

Значительный научный и практический интерес представляет опыт экономического развития, прежде всего нефтегазового сектора, в странах, утвердившихся в международном разделении труда в качестве нефтеэкспортеров. Современный энергетический переход и приближающийся по времени пик глобального спроса на нефть является для этих стран в определенном смысле экзистенциальным вызовом.

В статье И.З. Гахокидзе "Нефтехимия в стратегиях развития Саудовской Аравии и Объединенных Арабских Эмиратов" проанализированы стратегии ОАЭ и Саудовской Аравии по развитию нефтехимии. Для обеих стран, критически зависящих от добычи и экспорта сырой нефти и нефтепродуктов, развитие нефтехимии представляет собой естественный выбор с точки зрения как диверсификации производственной структуры и товарного экспорта, так и повышения конкурентоспособности национальных нефтяных компаний. Энергопереход дополнительно подчеркивает необходимость развития нефтехимии. Значительное число авторитетных прогнозов указывают на быстро приближающийся пик глобального спроса на нефть и нефтепродукты в качестве топлива, при этом спрос на нефть как сырье для производства широкого спектра продукции нефтехимии будет расти еще несколько десятилетий. Автор показывает, что в силу узости внутреннего рынка и Саудовская Аравия, и даже в большей мере ОАЭ ориентируются на внешний спрос. Национальные нефтехимические компании ОАЭ и Саудовской Аравии, в первую очередь саудовская *SABIC*, входят в число ведущих мировых нефтехимических концернов. Ключевым направлением их корпоративных стратегий стала интернационализация, которая подчинена решению двух основных задач. Во-первых, создаваемые за рубежом нефтехимические комплексы с участием саудовских и эмиратских компаний позволяют Саудовской Аравии и ОАЭ заключать долгосрочные контракты на экспорт нефти. Во-вторых, участие в зарубежных проектах открывает прямой доступ к местным достаточно емким рынкам. Стратегия ОАЭ по развитию нефтехимии отличается особой гибкостью, примером чего стало решение ОАЭ создать с австрийской *OMV* новую крупнейшую транснациональную нефтехимическую компанию. Производственные мощности

и маркетинговые каналы этой компании разбросаны по разным континентам и странам, что существенно повышает ее конкурентоспособность.

Важное практическое значение для разработки стратегий развития другими странами-нефтеэкспортерами имеет вывод автора, что, выбирая между императивами экономического роста и целями декарбонизации, нефтеэкспортеры Залива предпочли экономический рост.

Среди крупнейших экономик мира лидером по имплементации императивов энергетического перехода в хозяйственную практику является Германия. На протяжении практически всей своей современной истории эта страна пыталась и продолжает пытаться построить энергетическую систему, максимально опирающуюся на внутренние источники энергии и собственные высокотехнологичные решения. По сути германская энергетическая стратегия преследует цель максимально ослабить зависимость национальной экономики от импорта углеводородов, которыми страна наделена очень слабо. Именно поэтому переход к энергосистеме, основанной на солнечной и ветровой энергетике, реализуется в Германии особенно активно и поддерживается всей экономической мощью государства. К 2030 г. доля низкоэмиссионных источников в структуре генерации электроэнергии должна быть доведена до 80%. Страна поставила цель достичь чистой углеродной нейтральности к 2045 г. Именно поэтому в долгосрочных энергетических и отраслевых стратегиях развития подробно расписываются шаги и этапы внедрения таких экзотических в рыночном смысле, во всяком случае, на настоящий момент, энергоисточников и технологий, как водород и его производные, системы накопления энергии, системы улавливания и хранения углерода.

В статье С.В. Жукова и А.М. Попадько “Кризис энергоперехода в Германии” убедительно показано, что наряду с другими факторами кризис в энергетической системе сыграл важную роль в нарастании дисфункциональности экономики страны и сваливании ее в рецессию в 2023 и 2024 гг. Экстраординарная трансформация экономической политики, начатая новой правительственной коалицией, приступившей к работе в мае 2025 г., должна вывести германскую экономику на траекторию положительных темпов роста в текущем году, но они останутся близкими к нулевой отметке. Авторы показывают, что причинами кризиса в энергетической системе страны стали, во-первых, ошибки макро- и отраслевых регуляторов, задавших слишком высокие темпы перехода к новым возобновляемым источникам энергии, которые экономика не выдержала; во-вторых, разрыв сформировавшейся еще в начале 1970-х годов газовой связки Россия/СССР – Германия, что обеспечивало немецкую экономику сравнительно дешевым природным газом. Авторы приводят аргументы в пользу того, что, если новое федеральное правительство ФРГ в целом продолжит энергетический переход без существенных изменений прежних стратегий и будет стремиться достичь ранее принятых климатических целей, германская промышленность продолжит терять свою глобальную конкурентоспособность. Однако с высокой вероятностью новое правительство осуществит бюджетный маневр и найдет необходимые финансовые ресурсы и стимулы для поддержки национальной промышленности. Тем более, что по показателям долговой задолженности, расходам государства, уровню бюджетного дефицита германская экономика выглядит существенно более сбалансированной в сравнении с другими крупнейшими мировыми экономиками. Как обычно, тяготы поддержания климатической и энергетической стратегии будут нести домохозяйства.

Новейшие статистические данные и рыночные индикаторы показывают также, что в промышленности Германии наметился крупный структурный сдвиг в сторону милитаризации. В ближайшей перспективе мы увидим, сможет ли поднимающийся военно-промышленный комплекс потянуть за собой всю немецкую экономику. Особый интерес будут представлять взаимосвязи между усилением милитаризации и динамикой энергетического перехода.

Жуков С.В.
д.э.н., член-корреспондент РАН
заместитель директора ИМЭМО РАН по научной работе
выпускающий редактор тематического номера

МЕТАНОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ КАК ФАКТОР
КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ НА РЫНКЕ СПГ

© КОПЫТИН И.А., ИЛЛЕРИЦКИЙ Н.И., 2025

КОПЫТИН Иван Александрович, кандидат экономических наук, руководитель Центра энергетических исследований.

Национальный исследовательский институт мировой экономики и международных отношений им. Е.М. Примакова РАН, РФ, 117997 Москва, Профсоюзная, 23 (kopytin@imemo.ru), ORCID: 0000-0002-7824-2670

ИЛЛЕРИЦКИЙ Никита Игоревич, кандидат экономических наук, научный сотрудник Центра энергетических исследований.

Национальный исследовательский институт мировой экономики и международных отношений им. Е.М. Примакова РАН, РФ, 117997 Москва, Профсоюзная, 23 (illernick@yandex.ru), ORCID: 0000-0002-1944-861X

Копытин И.А., Иллерицкий Н.И. Метановое регулирование как фактор конкурентоспособности на рынке СПГ. *Анализ и прогноз. Журнал ИМЭМО РАН*, 2025, № 3, сс. 14-24. DOI: 10.20542/afij-2025-3-14-24 EDN: UJEXGA

DOI: 10.20542/afij-2025-3-14-24

EDN: UJEXGA

УДК: 33+339+ 620.9

Оригинальная статья

Поступила в редакцию 19.02.2025.

После доработки 13.03.2025.

Принята к публикации 30.04.2025.

В статье анализируются изменения на мировом рынке сжиженного природного газа (СПГ), которые связаны с объявленным ужесточением Европейским союзом регулирования импорта СПГ в период до 2030 г. по экологическим критериям. Авторы отмечают, что значительное увеличение значимости СПГ в мировой торговле топливно-энергетическими ресурсами, и в особенности масштабная экспансия сжиженного природного газа на европейский рынок в 2022–2024 гг., косвенно ускорили принятие Евросоюзом более жесткого регулирования газового импорта. Новые инициативы регуляторов ЕС, устанавливающие требования по обязательному измерению, отчетности и верификации выбросов метана на уровне первичных источников производства газа, в сочетании с механизмами трансграничного углеродного регулирования, которые вступят в действие до 2030 г. синхронно с требованиями по метану, фактически сформируют комплексный механизм фильтрации и дополнительного налогообложения импорта топливно-энергетических ресурсов на рынок интеграционного объединения. Наибольшие риски новые регуляторные требования порождают для экспортеров СПГ, поскольку новации формируют принципиально новую парадигму конкуренции для производителей сжиженного газа, включающую не только традиционные параметры издержек и условия контрактов, но также и индикаторы метаноинтенсивности/углеродоемкости. На сегодняшний день не существует международно признанных методик и стандартов оценки метаноинтенсивности добычи природного газа и производства СПГ, репрезентативная и сопоставимая статистика для объективной оценки и сравнительного анализа метаноинтенсивности на уровне отдельных производств СПГ не собирается и не агрегируется в унифицированные базы данных.



Контент доступен под лицензией [Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/).

Имеющиеся данные по эмиссии метана, публикуемые Международным энергетическим агентством, такой анализ и оценку провести не позволяют. В этой ситуации американские производители СПГ в целях превентивной подготовки к выполнению требований регуляторов ЕС начали развивать собственные инициативы по мониторингу метаноинтенсивности и снижения выбросов метана. С высокой вероятностью механизмы регулирования, близкие по содержанию регуляторным новациям Европейского союза, могут быть введены и на других крупных рынках СПГ, в частности, в Северо-Восточной Азии. В этих условиях российским производителям и экспортерам СПГ целесообразно начать готовить методологическую и технико-экономическую основу для защиты своих конкурентных позиций с учетом параметров метаноинтенсивности/углеродоемкости производства и транспортировки газа.

Ключевые слова: сжиженный природный газ, экспорт, регулирование импорта газа, конкуренция, метаноинтенсивность, углеродоемкость, Европейский союз.

Вклад авторов: равноценный вклад авторов в сбор материала, написание и сведение текста статьи.

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов финансового и нефинансового характера.

Финансирование: авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования.

METHANE REGULATION AS A FACTOR OF COMPETITIVENESS IN THE LNG MARKET

Original article

Received 19.02.2025. Revised 13.03.2025. Accepted 30.04.2025.

Ivan A. KOPYTIN (kopytin@imemo.ru), ORCID: 0000-0002-7824-2670,
Primakov National Research Institute of World Economy and International Relations, Russian
Academy of Sciences (IMEMO), 23, Profsoyuznaya Str., Moscow 117997, Russian Federation.

Nikita I. ILLERITSKIY (illernick@yandex.ru), ORCID: 0000-0002-1944-861X,
Primakov National Research Institute of World Economy and International Relations, Russian
Academy of Sciences (IMEMO), 23, Profsoyuznaya Str., Moscow 117997, Russian Federation.

The article analyzes changes happening in the global liquefied natural gas (LNG) market, which are associated with the announced tightening regulation by the European Union of LNG imports until 2030 based on environmental criteria. The authors argue that a marked increase in the significance of LNG in global trade in fuel and energy resources, and the large-scale expansion of liquefied natural gas into the European market in 2022–2024 in particular, indirectly accelerated the adoption of stricter regulation of gas imports by the European Union. New initiatives of the EU regulators for methane emissions combined with the full enforcement of the carbon border adjustment mechanisms by 2030 will actually form a comprehensive scheme for filtering and additional taxation of imports of fuel and energy resources into the European market. New regulatory requirements pose the greatest risks for LNG exporters, since innovations establish a fundamentally new competition paradigm for liquefied gas producers, including not only traditional cost parameters and contract terms, but also methane intensity / carbon intensity indicators. There are no internationally recognized methods and standards for assessing the methane intensity of natural gas production and LNG production to date; the necessary statistical data on the intensity of methane emissions at the level of individual LNG production facilities is not available. In this situation, American LNG producers, in order to proactively prepare for meeting the requirements of European regulators, began to develop their own initiatives to monitor methane intensity and reduce methane emissions. There exists a probability that regulatory mechanisms similar in content to the regulatory innovations of the European Union

can be introduced in other large LNG markets, in particular in Northeast Asia. Hence, it is advisable for Russian LNG producers and exporters to begin preparing for protecting their competitive positions, taking into account the parameters of methane intensity / carbon intensity of gas production and transportation.

Keywords: liquefied natural gas (LNG), export, regulation of gas import, competition, methane intensity, carbon intensity, European Union.

About the authors:

Ivan A. KOPYTIN, Cand. Sci. (Econ.), Head of the Center for Energy Research,
Nikita I. ILLERITSKY, Cand. Sci. (Econ.), Researcher, Center for Energy Research.

Competing interests: no potential competing financial or non-financial interest was reported by the authors.

Funding: the authors declare no external funding.

For citation: Kopytin I.A., Illeritskiy N.I. Methane Regulation as a Factor of Competitiveness in the LNG Market. *Analysis and Forecasting. IMEMO Journal*, 2025, no. 3, pp. 14-24. DOI: 10.20542/afij-2025-3-14-24 EDN: UJEXGA

ВВЕДЕНИЕ

По мере развития мировых и региональных энергетических рынков за последние десятилетия спрос на сжиженный природный газ рос опережающими темпами, а рынок СПГ утвердился в мировой экономике в качестве одного из самых динамичных и высококонкурентных товарных рынков. При том, что глобальный спрос на природный газ в целом возрастал ежегодно на 2.3%, темпы роста спроса на сжиженный природный газ составили 6.2%. В результате доля СПГ в совокупном мировом спросе на газ возросла в 1995–2023 гг. втрое до 15.2% (табл. 1). Еще быстрее выросла значимость сжиженного газа в мировой межрегиональной торговле природным газом. В 2023 г. доля СПГ в торговле между региональными рынками природного газа достигла 59% по сравнению с 27% в 2000 г. Судя по неполным предварительным данным, в 2024 г. этот показатель превысил 60%.

Таблица 1. Мир: динамика спроса на природный газ в 1995–2023 гг., млрд куб. м
Table 1. The World: Natural Gas Demand Dynamics in 1995–2023, Billion Cubic Meters

	1995	2000	2005	2010	2015	2020	2021	2022	2023	Среднегодовые темпы роста, %
трубопроводный газ	2021	2283	2608	2888	3169	3421	3553	3513	3509	2.0
СПГ	98	127	149	289	325	472	498	522	532	6.2
всего	2119	2410	2757	3177	3494	3893	4051	4036	4040	2.3
доля СПГ, %	4.8	5.6	5.7	10.0	10.3	13.8	14.0	14.9	15.2	-

Источник: рассчитано авторами по данным *Energy Institute Statistical Review of World Energy*¹.

При этом события 2022–2024 гг. кардинально изменили мировой энергетический ландшафт, сложившийся в предыдущие полвека. Фактически за 2022–2024 гг. был осуществлен силовой передел региональных газовых рынков, в первую очередь в Европе и Евразии. В результате физического уничтожения газотранспортной инфраструктуры “Северный поток” и “Северный поток-2” в Балтийском море (26.09.2022) и почти полной блокировки российских поставок по газопроводам через территорию Восточной Европы под воздействием санкций и контрсанкций Россия оказалась в значительной мере вытеснена с европейского рынка трубопроводного газа, а трубопроводные поставки российского газа были во многом замещены поставками СПГ, в том числе и из РФ. Основными бенефициарами этого передела

¹ 2024 Energy Institute Statistical Review of World Energy. Energy Institute. 2024. Available at: https://www.energyinst.org/_data/assets/excel_doc/0020/1540550/EI-Stats-Review-All-Data.xlsx (accessed 19.12.2024).

рынков стали Норвегия, американские производители и экспортеры сжиженного газа, а также ряд крупных международных нефтегазовых компаний с глобальным торговым портфелем СПГ. Фундаментальные причины, краткосрочные и долгосрочные последствия этих процессов достаточно широко и глубоко проанализированы в научной литературе [1; 2; 3; 4; 5; 6; 7].

Опережающий рост рынка СПГ и особенно нарастающее доминирование сжиженного газа в газовом балансе Европейского союза вызывают к жизни новые режимы и практики, направленные на регулирование эмиссии метана.

ИНИЦИАТИВЫ ПО СОКРАЩЕНИЮ ВЫБРОСОВ МЕТАНА

Эмиссии метана считаются вторым по значимости антропогенным фактором изменения климата после углекислого газа [8]. Достижение долгосрочных климатических целей требует сокращения выбросов обоих газов. Однако метан признан более агрессивным парниковым газом, поэтому быстрое сокращение его выбросов предположительно может иметь более выраженный эффект по сдерживанию глобального потепления. Правительства и политики разных стран стали уделять повышенное внимание сокращению эмиссии метана после публикации 6-го оценочного доклада Межправительственной группы экспертов по изменению климата (МГЭИК)² и запуска Глобального проекта (обещания) по метану, направленного на коллективное сокращение антропогенных выбросов метана на 30% к 2030 г. по сравнению с уровнем 2020 г.³ Однако, несмотря на то что более 150 стран, на долю которых приходится более половины глобальных выбросов метана, подписали это соглашение, к началу 2023 г. лишь немногие из них приняли конкретные меры по борьбе с метановой эмиссией, на что указывают европейские исследователи [9].

Среди необходимых мер приоритетными являются действия по сокращению выбросов метана в нефтегазодобывающем и энергетическом секторах, хотя сельское хозяйство – также один из крупнейших его источников. По имеющимся оценкам, мировой нефтегазовый сектор эмитировал в атмосферу в 2022 г. 80 млн т метана, что составило 23% всех антропогенных выбросов этого парникового газа [10]. Однако только 13% этих выбросов подпадают под регуляторные ограничения разного характера [9].

Выбросы метана в топливно-энергетическом комплексе (ТЭК), в свою очередь, возникают в результате добычи, транспортировки и конечного использования ископаемых видов топлива – главным образом, природного газа, который, собственно, состоит по большей части из метана, но также угля и нефти. Характерно, что “природный газ” или метан, в отличие от углекислого (CO_2), хотя и является одновременно парниковым газом, но и после утечки или сжигания в атмосферу в полном объеме сохраняет свои полезные свойства топлива или сырья для газохимии, а значит, и экономическую ценность. Это формирует очевидную экономическую мотивацию для сокращения выбросов и улавливания метана, поскольку снижение потерь этого ценного источника энергии и сырья позволяет повысить доходность бизнеса.

ТЭК генерирует выбросы различными способами, что порождает проблемы с их точной количественной оценкой, мониторингом и подготовкой отчетности. Исследования, проведенные в разных странах, показали, что официальная статистика эмиссии парниковых газов в этом секторе, как правило, недооценивает показатели по метану. Занижение может быть связано с невозможностью учета эпизодических и аварийных утечек со сверхвысокими объемами выбросов, а также с ограниченными возможностями сбора первичных “полевых” данных. Все это снижает ценность методик количественной оценки выбросов как методами “снизу вверх” на основе временных коэффициентов, так и “сверху вниз” на основе уровней концентраций газа, определяемых по косвенным характеристикам. Поэтому фактически представляемые регуляторам данные компаний о

² *Climate Change 2021: The Physical Science Basis*. The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). Available at: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/> (accessed 20.12.2024).

³ *Launch by United States, the European Union, and Partners of the Global Methane Pledge to Keep 1.5C Within Reach*. European Commission. 02.11.2021. Available at: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/statement_21_5766 (accessed 19.12.2024).

выбросах парниковых газов на сегодняшний день представляют скорее смоделированные оценки, чем реальные результаты сбора и обработки первичных натуральных данных [11].

Масштабность рынка СПГ и его высокая маржинальность в сочетании со все еще активно продвигаемой странами Евросоюза “зеленой повесткой” подталкивают регуляторов ЕС, в уже сложившемся формате их действий, к дополнительной монетизации, фильтрации и налогообложению импорта углеводородных ресурсов, в частности – СПГ. Экологическим обоснованием для таких политико-экономических решений служат понятия углеродоемкости и метаноинтенсивности природного газа и СПГ, поступающего от различных производителей и поставщиков. При этом важно дополнительно подчеркнуть, что на сегодняшний день, несмотря на наличие большого числа исследований, опирающихся на научную унифицированную методологию оценок и разнообразные базы данных [12; 13], общепринятых мировых стандартов оценки углеродоемкости и метаноинтенсивности производственных цепочек в нефтегазодобывающей и СПГ-индустрии не сформировано. Разрыв между действиями регуляторов и наличием адекватной статистики, признаваемой основными участниками газового рынка, открывает огромное пространство для различного рода спекуляций и политизации проблемы. Более того, этот объективно существующий разрыв может быть намеренно или ненамеренно использован в качестве нерыночного инструмента балансировки структуры импорта газа из стран-поставщиков, в первую очередь государствами ЕС, а затем, вероятно, и Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР).

НОВОЕ МЕТАНОВОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ В ЕВРОСОЮЗЕ

В странах Европейского союза, который, как уже отмечалось, выступает пионером глобальной климатической повестки и регуляторных новаций, собственное производство ископаемого топлива снижается, что естественно ведет и к сокращению выбросов метана. При этом ЕС остается одним из крупнейших импортеров углеродного сырья. Поэтому в стратегии Евросоюза по метану первоочередное внимание уделяется совершенствованию измерения его выбросов и предоставлению детализированной отчетности об этих выбросах как для компаний, ведущих бизнес внутри самого ЕС, так и для импортеров ископаемого топлива⁴.

Первые предложения по регулированию эмиссии метана в ЕС Еврокомиссия (ЕК) представила еще 15 декабря 2021 г. в рамках пакета мер по водороду и декарбонизированному газу⁵. Вызовы энергетического кризиса 2022 г. значительно сместили внимание на надежность обеспечения топливно-энергетическими ресурсами, поэтому переговоры между странами-членами по окончательной редакции метанового регулирования заняли почти два года, и финальное соглашение внутри законодательных органов ЕС было достигнуто только в ноябре 2023 г. Нужно подчеркнуть, что за этот период политический контекст в Евросоюзе также значительно изменился: программные установки по декарбонизации значительно усилились и в новой редакции пакета мер по регулированию выбросов метана нацеливали на радикальное сокращение спроса на природный газ в среднесрочной и долгосрочной перспективах. В краткосрочный период трубопроводный газ из России, как уже отмечалось, был в значительной степени замещен американским СПГ, что потребовало ускоренного расширения инфраструктуры приемки, регазификации и хранения сжиженного газа [14].

Итоговая версия Регламента ЕС по сокращению выбросов метана в энергетическом секторе была утверждена в мае 2024 г. и вступила в силу летом того же года⁶. Регламент содержит следующие ключевые меры по минимизации выбросов метана при производстве

⁴ European Commission, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on an EU Strategy to Reduce Methane Emissions. COM (2020) 663 Final. EUR-Lex. Access to European Union Law. 14.10.2020. Available at: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52020DC0663> (accessed 19.12.2024).

⁵ European Commission, Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on Methane Emissions Reduction in the Energy Sector and Amending Regulation (EU) 2019/942. COM (2021) 805 Final. EUR-Lex. Access to European Union Law. 15.12.2021. Available at: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52021PC0805> (accessed 19.12.2024).

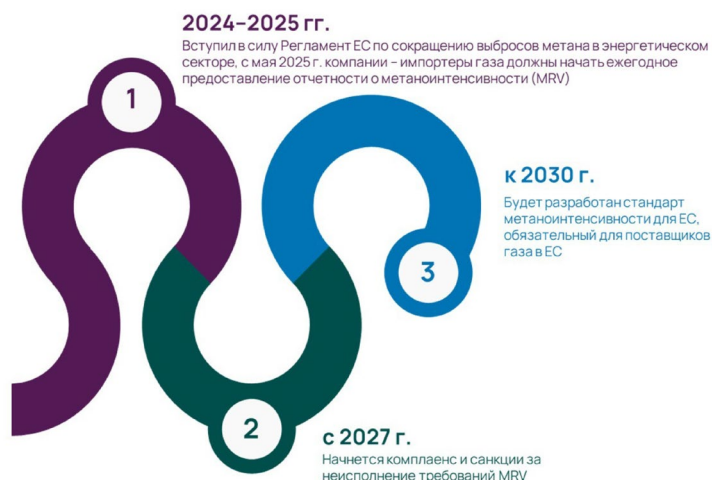
⁶ European Commission, Regulation (EU) 2024/1787 of the European Parliament and of the Council of 13 June 2024 on the Reduction of Methane Emissions in the Energy Sector and Amending Regulation (EU) 2019/942 (Text with EEA Relevance). EUR-Lex. Access to European Union Law. 15.07.2024. Available at: <https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1787/oj/eng> (accessed 19.12.2024).

ископаемого топлива на территории ЕС:

- во-первых, требования по обязательному измерению, отчетности и верификации (*monitoring, reporting and verification, MRV*) выбросов на уровне источников, в том числе для неиспользуемых активов. Согласно ст. 12 компании должны предоставлять регуляторам отчеты в течение 18 месяцев по эксплуатируемым активам и 30 месяцев по неиспользуемым активам, включая следующую информацию:
 - a. тип и местоположение источника выбросов;
 - b. данные по каждому конкретному типу источника выбросов, представленные в тоннах метана и тоннах эквивалента CO_2 ;
 - c. подробная информация о методиках количественной оценки;
 - d. совокупные выбросы метана по эксплуатируемым объектам;
 - e. данные о доле владения и выбросах метана от неиспользуемых активов, умноженные на долю владения;
 - f. список организаций, осуществляющих оперативный контроль неиспользуемых активов;
 - g. обязательное обнаружение утечек и ремонт оборудования (*A Leak Detection and Repair, LDAR*) на всех нефтегазовых объектах;
- во-вторых, запрет на плановые выбросы в атмосферу и сжигание газа на факелах в нефтегазовом секторе, ограничение внеплановых выбросов и сжигания на факелах при форс-мажорных обстоятельствах;
- в-третьих, обязательство для нефтяного, газового и угольного секторов завершить инвентаризацию, мониторинг выбросов и разработку планов по снижению выбросов для закрытых, бездействующих, закупоренных и заброшенных объектов;
- в-четвертых, ограничение выбросов из угольных шахт, работающих на тепловых электростанциях, с 2027 г. с ужесточением ограничений с 2031 г.

Также в документ включены положения, направленные на повышение прозрачности и принятие мер в отношении выбросов метана при импорте нефти, газа и угля, включая: создание общедоступной базы данных о прозрачности выбросов метана, о которых сообщают импортеры и операторы ЕС; создание профилей показателей метана в странах и компаниях для использования импортерами; внедрение глобальной системы мониторинга выбросов метана и механизма быстрого оповещения о событиях, связанных со сверхвысокими выбросами, который включает данные о масштабах, местоположении и повторяемости таких событий по всему миру.

Рисунок 1. Этапы ужесточения метанового регулирования в ЕС на период до 2030 г.
Figure 1. Schematic Representation of the Stages of Tightening Methane Regulation in the EU for the Period up to 2030



Источник: составлено авторами по данным Регламента ЕС по сокращению выбросов метана в энергетическом секторе 2024 г.⁷

⁷ European Commission, Regulation (EU) 2024/1787...

Зафиксированы также: право Еврокомиссии запрашивать своевременную информацию о мерах, принимаемых заинтересованными странами в связи с такими событиями; положение о том, чтобы начиная с января 2027 г. новые импортные контракты на нефть, газ и уголь включали требования к *MRV* для экспортеров, эквивалентные требованиям, установленным для производителей в ЕС. Регламент определяет общие параметры методологии расчета метаноемкости при добыче нефти, газа и угля, а также максимальные значения на уровне производителя с учетом различных источников, процессов и условий на производственном участке (рис. 1).

Таким образом, принятый регламент налагает новые обязательства на компании нефтегазовой отрасли и государства – члены ЕС в отношении количественной оценки, мониторинга, отчетности, проверки и сокращения выбросов, связанных с добычей, транспортировкой и конечным использованием ископаемых видов топлива – нефти, газа и угля. Он также постепенно ужесточает требования к импортерам энергии в отношении выбросов метана, связанных с сырой нефтью, природным газом и углем, поставляемыми на рынок Евросоюза, начиная с норм прозрачности, мониторинга, отчетности и проверки эквивалентности и предельной максимальной метаноинтенсивности производства ископаемого топлива. Основные регламентные положения и потенциальные последствия и риски его внедрения проанализированы европейскими исследователями, более того, эксперты Оксфордского института энергетических исследований (*Oxford Institute for Energy Studies, OIES*) осуществляют мониторинг и анализ регуляторных изменений ЕС в этой области, начиная с 2017 г. [15].

Если наложить нормативные правовые новации Евросоюза по эмиссии метана на процесс трансформации рынка природного газа в ЕС, то становится очевидно, что регуляторы преследуют цель ужесточить импорт СПГ по “зеленым” критериям. Учитывая исторический опыт развития региональных рынков энергетического сырья, весьма вероятно, что и другие крупные рынки, в первую очередь, Северо-Восточной Азии, могут последовать примеру ЕС в части введения подобного регулирования. Для самого же Европейского союза сочетание Регламента по сокращению выбросов метана с Механизмом трансграничного углеродного регулирования (*Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM*) уже сегодня формирует комплексную систему фильтрации и дополнительного налогообложения импорта топливно-энергетических ресурсов, причем для экспортеров СПГ этот вопрос стоит наиболее остро.

В настоящее время в мире отсутствуют международно признанные методики и стандарты оценки метаноинтенсивности добычи природного газа и производства СПГ. Международное энергетическое агентство (МЭА) в рамках регулярного исследования *Global Methane Tracking* формирует статистику метаноинтенсивности из разных источников, полученную по разным методикам [16]. Однако определить метаноинтенсивность в разрезе индивидуальных СПГ-производств сегодня не представляется возможным ввиду отсутствия методик измерений и необходимого объема исходных данных. Тем не менее имеющиеся приблизительные оценки показывают, что среди крупных производителей и экспортеров СПГ США являются мировым лидером по абсолютным объемам выбросов метана в газовой отрасли, а Российская Федерация, значительно отставая от Соединенных Штатов, занимает второе место. Однако, если наложить выбросы метана на объем добычи газа, то и Россия, и США перемещаются в группу производителей со средней метаноинтенсивностью. В лидеры же по этому показателю выдвигаются Алжир, Индонезия и Мексика. В то же время самыми “экологичными” по метаноинтенсивности среди крупных производителей и экспортеров СПГ оказываются Катар и Австралия (рис. 2).

Рисунок 2. Объем выбросов метана в газовой промышленности и ее усредненная метаноинтенсивность в странах – крупных производителях СПГ в 2022 г., тыс. т
Figure 2. The Volume of Methane Emissions in the Gas Industry and Its Average Methane Intensity in Major LNG Producing Countries in 2022, Thousand Tons



Источник: составлено авторами по данным IEA Global Methane Tracker 2024⁸.

КОНКУРЕНЦИЯ РЕГУЛЯТОРНЫХ КОНЦЕПЦИЙ И ПРАКТИК КАК НОВЫЙ ФАКТОР РАЗВИТИЯ РЫНКОВ СПГ

Превращение метаноемкости природного газа в новый важный фактор конкурентоспособности на рынке СПГ постоянно находится в центре внимания правительства США и американских регуляторов. В 2023–2024 гг. Федеральное агентство по защите окружающей среды США, действуя на основе Закона о снижении инфляции и Закона о чистом воздухе, приняло новые стандарты по эмиссии метана в нефтегазовом секторе и ввело плату (фактически налог) за выбросы метана для крупных его эмитентов в нефтегазовом секторе, включая инфраструктурные компании⁹. Стандарты позволяют снизить выбросы метана на 1.5 млрд т эквивалента диоксида углерода (CO₂-экв) в период 2024–2038 гг., что равно совокупным выбросам сектора электроэнергетики США в 2021 г. Налог позволит сократить кумулятивные выбросы метана на 34 млн т CO₂-экв до 2035 г., что равно годовым выбросам парниковых газов 8 млн автомобилей.

Политически США пытаются добиться от Еврокомиссии признания эквивалентности нового метанового регулирования в Соединенных Штатах новыми стандартами импорта СПГ, которые запланировал реализовать Евросоюз в соответствии с Регламентом по сокращению выбросов метана. В октябре–декабре 2024 г. уходящая администрация Дж. Байдена направила в ЕК несколько писем с призывами обеспечить такой режим импорта сжиженного природного газа, который автоматически признает, что американские экспортеры СПГ, выполнившие требования федерального Агентства по защите окружающей среды США по метановому регулированию, полностью удовлетворяют и нормы метанового регулирования ЕС.

⁸ Global Methane Tracker 2024. IEA. Available at: <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2024> (accessed 21.12.2024).

⁹ Standards of Performance for New, Reconstructed, and Modified Sources and Emissions Guidelines for Existing Sources: Oil and Natural Gas Sector Climate Review, 40 CFR pt 60 (December 2023). Environmental Protection Agency (EPA). Available at: https://www.epa.gov/system/files/documents/2023-12/eo12866_oil-and-gas-nspg-eg-climate-review-2060-av16-final-rule-20231130.pdf (accessed 19.12.2024); Greenhouse Gas Reporting Rule: Revisions and Confidentiality Determinations for Petroleum and Natural Gas Systems, 88 Fed Reg 50282 (August 1, 2023). Environmental Protection Agency. Available at: <https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2023-08-01/pdf/2023-14338.pdf> (accessed 10.01.2025); Waste Emissions Charge for Petroleum and Natural Gas Systems, 89 Fed Reg 5318–5381 (January 26, 2024). U.S. EPA. Available at: <https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2024-01-26/pdf/2024-00938.pdf> (accessed 10.01.2025).

Позицию Еврокомиссии по данному вопросу предсказать сложно. С высокой вероятностью следует ожидать усиления давления на ЕС с требованием отвергнуть американские предложения со стороны “зеленого лобби”, причем по обе стороны Атлантического океана. В то же время не исключено, что ЕК, поддерживая тенденции, получившие развитие после начала украинского кризиса, будет апеллировать к соображениям энергетической и национальной безопасности, отодвигая на второстепенную позицию идеологию энергетического перехода и “зеленого пакта”. Очевидно также, что вопросы импорта СПГ будут решаться не изолированно, а в рамках большой пакетной сделки ЕС–США. Контуры этой сделки только начинают прорисовываться.

Нельзя также исключать, что новая администрация Д. Трампа свернет или как минимум блокирует метановую повестку в США. Дальнейшее развитие будет в решающей мере зависеть от интересов американских экспортеров СПГ. Например, крупнейший его производитель в США – компания *Cheniere* поддержала метановую повестку ЕС. Однако насколько ее позиция репрезентативна относительно всех американских экспортеров сжиженного природного газа, сказать невозможно.

Таким образом, сложившийся *status quo* формирует новое поле для конкуренции между производителями СПГ на европейском рынке (а в перспективе, вероятно, и на азиатском) – не только по ценовым и контрактным условиям, но и по критериям метаноинтенсивности/углеродоемкости. При этом американские производители СПГ, как и российские, находятся в достаточно сложном положении, поскольку имеющаяся на сегодня статистика подтверждает высокий уровень выбросов метана в расчете на объемы добычи газа в стране [17]. Несовершенство методик и общая политизация данной тематики, тем не менее, в обозримом будущем могут существенно изменить статистическую картину.

Стоит отметить, что сами американские производители СПГ весьма активно отслеживают новые регуляторные практики по метану и уже предложили собственные методики оценки и стандарты метаноинтенсивности. В частности, упомянутая компания *Cheniere* заявила, что, реализуя корпоративную климатическую стратегию, добровольно ввела основанный на физических измерениях годовой целевой показатель выбросов метана для своих заводов по сжижению газа *Sabine Pass* и *Corpus Christi*. Для оценки выбросов метана используются данные, полученные в рамках реализации проектов по измерению выбросов и смягчению их последствий. Установленный целевой показатель (в рамках первого этапа мероприятий – не более 0.03% на тонну СПГ) соответствует требованиям, определенным Вторым нефтегазовым партнерством по метану (*The Oil & Gas Methane Partnership 2.0*) Программы Организации Объединенных Наций по окружающей среде, участником которого является *Cheniere*¹⁰. Таким образом, крупнейший американский производитель СПГ уже подготовил фактологическую и правовую основу для сохранения своих позиций на этом рынке в условиях ужесточения метанового регулирования. Очевидно, что подобные практики будут оперативно перениматься и другими производителями СПГ в США, а также Катаром и Австралией. Это, с одной стороны, создаст дополнительную конкуренцию различных стандартов, методик и механизмов оценки метаноинтенсивности СПГ-производств, но с другой – сформирует хотя бы условно достоверный массив данных для выполнения сравнительного анализа по крупнейшим мировым производителям сжиженного газа.

Позиции крупнейших российских производителей СПГ в отношении новых регуляторных практик по метану различны. В экологическом отчете Группы “Газпром” метан в составе выбросов парниковых газов пока не выделяется¹¹. ПАО “НОВАТЭК”, напротив, не только утвердило климатические цели на период до 2030 г., включив в них сокращение выбросов метана на 4% к уровню 2019 г., но и регулярно ведет мониторинг собственной метаноинтенсивности с публикацией соответствующих данных в отчете об устойчивом развитии, в том числе с учетом Принципов, регулирующих метан (*Methane Guiding Principles*), принятых международной коллаборацией, включившей около 50 крупнейших мировых

¹⁰ *Cheniere Sets Methane Emissions Target for Its LNG Terminals*. LNG Prime. 04.11.2024. Available at: <https://lngprime.com/lng-terminals/cheniere-sets-methane-emissions-target-for-its-lng-terminals/131315/> (accessed 21.12.2024).

¹¹ Экологический отчет ПАО “Газпром” за 2023 год. Газпром. Available at: <https://www.gazprom.ru/f/posts/24/142887/gazprom-environmental-report-2023-ru.pdf> (accessed 21.12.2024).

энергетических компаний и организаций по вопросам регулирования выбросов метана¹². В конце 2024 г. среди всех российских нефтегазовых компаний и производителей СПГ ПАО «НОВАТЭК» придерживается самых передовых международных практик по метану.

С одной стороны, пока еще ограниченное внимание крупных российских производителей и экспортеров СПГ к проблематике выбросов метана вполне объяснимо. Перед российской СПГ-отраслью стоят куда более сложные и значимые вызовы, связанные с развитием и реализацией новых проектов в условиях усиливающегося санкционного давления [18]. Вероятно, будет в целом осуществлен стратегический пересмотр методов, мер и подходов к развитию СПГ-отрасли в нашей стране, тем более что императив этого развития был безоговорочно подтвержден на высшем уровне¹³. С другой стороны, в ситуации высоко вероятного распространения принципов и подходов метанового регулирования ЕС на азиатские рынки СПГ, российским производителям целесообразно уже сегодня начать готовить методологическую и технико-экономическую основу для защиты своих интересов на внешних рынках с точки зрения «экологичности» экспортируемого СПГ. В противном случае, этот фактор может стать еще одним, дополнительным рычагом недобросовестной конкуренции со стороны стран – импортеров газа, а также регуляторного и санкционного давления на российский экспорт сжиженного газа.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В целом можно утверждать, что объявленное метановое регулирование ЕС, учитывая его незавершенность с точки зрения вводимых норм и правил, а также недостаточно четкие формулировки некоторых положений, открывающие возможности для различных интерпретаций, существенно повысили неопределенность на рынке СПГ. Следует согласиться с выводом некоторых исследователей, считающих, что регуляторные новации по метану могут оказать негативное влияние на безопасность предложения газа на европейском рынке [16]. Дополнительные риски для региональных рынков природного газа порождает стремление США перевести вопросы метанового регулирования в политическую плоскость, поставив регуляторику в подчиненное положение стратегическому взаимодействию в рамках трансатлантического партнерства. Все это разрушает целостность рынков природного газа и в конечном счете может негативно сказаться на мировой торговле этим видом ресурсов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ / REFERENCES

1. Конопляник А.А. Американский СПГ в ЕС против России и самой Европы. *Энергетическая политика*, 2022, № 7(173), сс. 12-25. [Konoplyanik A.A. American US LNG in the EU Against Russia and Europe Itself. *Energy Policy*, 2022, no. 7 (173), pp. 12-25. (In Russ.)] DOI: 10.46920/2409-5516_2022_7173_12
2. Громов А.И., Кондратьев С.И., Широков А.А. Внутренний рынок газа на историческом перепутье. *Энергетическая политика*, 2023, № 9(188), сс. 14-25. [Gromov A.I., Kondratiev S.I., Shirov A.A. The Domestic Gas Market at a Historic Crossroads. *Energy Policy*, 2023, no. 9 (188), pp. 14-25. (In Russ.)] DOI: 10.46920/2409-5516_2023_9188_14
3. Белогорьев А.М. Перспективы экспорта российского газа. *Энергетическая политика*, 2023, № 11(190), сс. 42-55. [Belogoryev A.M. Prospects for Russian Gas Exports. *Energy Policy*, 2023, no. 11 (190), pp. 42-55. (In Russ.)] DOI: 10.46920/2409-5516_2023_11190_42
4. Pye S., Bradshaw M., Price J., Zhang D., Kuzemko C., Sharples J., Welsby D., Dodds P. The Global Implications of a Russian Gas Pivot to Asia. *Nature Communications*, 2025, vol. 16, no. 386, pp. 1-11. DOI: 10.1038/s41467-024-55697-7
5. Di Bella G., Flanagan M., Foda K., Maslova S., Pienkowski A., Stuermer M., Toscani F. Natural Gas in Europe: The Potential Impact of Disruptions to Supply. *Energy Economics*, 2024, vol. 138, 107777. DOI: 10.1016/j.eneco.2024.107777
6. de Jong M. Wind of Change: The Impact of REPowerEU Policy Reforms on Gas Security. *Policy Studies*, 2024, vol. 45, iss. 3-4, pp. 614-632. DOI: 10.1080/01442872.2024.2302442
7. Sampedro J., de Ven D.-J. V., Horowitz R., Rodés-Bachs C., Frilingou N., Nikas A., Binsted M., Iyer G.,

¹² См. отчеты и рейтинги ПАО «НОВАТЭК» по устойчивому развитию: *Отчеты и рейтинги*. Novatek. Available at: <https://www.novatek.ru/ru/esg/ratings/> (accessed 21.12.2024).

¹³ Манукян Е. Путин заявил, что Россия будет наращивать свою долю СПГ на мировом рынке. *Российская газета*, 19.12.2024. Available at: <https://rg.ru/2024/12/19/putin-zaiavil-chto-rossiya-budet-narashchivat-svoiu-doliu-spg-na-mirovom-rynke.html> (accessed 21.12.2024).

- Yarlagadda B. Energy System Analysis of Cutting off Russian Gas Supply to the European Union. *Energy Strategy Reviews*, 2024, vol. 54, 101450, pp. 1-11. DOI: 10.1016/j.esr.2024.101450
8. Бондур В.Г., Мохов И.И., Макошко А.А., ред. *Метан и климатические изменения: научные проблемы и технологические аспекты*. Москва, Российская академия наук, 2022. 388 с. [Bondur V.G., Mokhov I.I., Makosko A.A., eds. *Methane and Climate Change: Scientific Problems and Technological Aspects*. Moscow, Rossiiskaya akademiya nauk, 2022. 388 p. (In Russ.)]
 9. Olczak M., Piebalgs A., Balcombe P. A Global Review of Methane Policies Reveals That Only 13% of Emissions Are Covered with Unclear Effectiveness. *One Earth*, 2023, vol. 6, iss. 5, pp. 519-535. DOI: 10.1016/j.oneear.2023.04.009
 10. Deng W., Xie X., Guo Y., Hu G. Breakthroughs in CH₄ Capture Technologies: Key to Reducing Fugitive Methane Emissions in the Energy Sector. *Carbon Capture Science & Technology*, 2024, vol. 13, 100316. <https://doi.org/10.1016/j.ccs.2024.100316>
 11. Johnson M.R., Conrad B.M., Tyner D.R. Creating Measurement-Based Oil and Gas Sector Methane Inventories Using Source-Resolved Aerial Surveys. *Communications Earth & Environment*, 2023, vol. 4, iss. 139, pp. 1-9. DOI: 10.1038/s43247-023-00769-7
 12. Cooper J., Balcombe P., Hawkes A. The Quantification of Methane Emissions and Assessment of Emissions Data for the Largest Natural Gas Supply Chains. *Journal of Cleaner Production*, 2021, vol. 320, 128856. DOI: 10.1016/j.jclepro.2021.128856
 13. Jahan I., Mehana M., Matheou G., Viswanathan H. Deep Learning-Based Quantifications of Methane Emissions with Field Applications. *International Journal of Applied Earth Observation and Geoinformation*, 2024, vol. 132, 104018. <https://doi.org/10.1016/j.jag.2024.104018>
 14. Sharples J., Honoré A., Farren-Price B. *Quarterly Gas Review – Issue 24*. Oxford Institute for Energy Studies. Available at: <https://www.oxfordenergy.org/publications/quarterly-gas-review-issue-24/> (accessed 21.12.2024).
 15. Olczak M., Piebalgs A., Stern J. *Analyzing the EU Methane Regulation: What Is Changing, for Whom and by When?* Oxford Institute for Energy Studies. Available at: <https://www.oxfordenergy.org/publications/analysing-the-eu-methane-regulation-what-is-changing-for-whom-and-by-when/> (accessed 21.12.2024).
 16. Talus K., Steck G., Atkin J. EU Methane Regulation and Its Impact on LNG Imports. *The Journal of World Energy Law & Business*, 2025, vol. 18, iss. 1, pp. 1-15, <https://doi.org/10.1093/jwelb/jwae022>
 17. Howarth R.W. The Greenhouse Gas Footprint of Liquefied Natural Gas (LNG) Exported from the United States. *Energy Science & Engineering*, 2024, vol. 12, iss. 11, pp. 4843-4859. DOI: 10.1002/ese3.1934
 18. Малков М.И., Иллерицкий Н.И. *Перспективы развития СПГ-отрасли России в современных экономических реалиях*. Кедр. 2024. 52 с. [Malkov M.I., Illeritskiy N.I. *Prospects for the Development of Russia's LNG Industry in Modern Economic Realities*. Кедр. 2024. 52 p. (In Russ.)] Available at: <https://assets.kept.ru/upload/pdf/2024/10/ru-lng-development-in-russia-kept-survey.pdf> (accessed 21.12.2024).

ВЫБРОСЫ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ В ТЕЧЕНИЕ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА: ЭЛЕКТРОМОБИЛИ И АВТОМОБИЛИ С ДВИГАТЕЛЕМ ВНУТРЕННЕГО СГОРАНИЯ

© СИНИЦЫН М.В., 2025

СИНИЦЫН Михаил Владимирович, научный сотрудник Центра энергетических исследований.

Национальный исследовательский институт мировой экономики и международных отношений им. Е.М. Примакова РАН, РФ, 117997 Москва, ул. Профсоюзная, 23 (sinityn@imemo.ru), ORCID: 0000-0001-5630-0799

Синицын М.В. Выбросы парниковых газов в течение жизненного цикла: электромобили и автомобили с двигателем внутреннего сгорания. *Анализ и прогноз. Журнал ИМЭМО РАН*, 2025, № 3, сс. 25-35. DOI: 10.20542/afij-2025-3-25-35 EDN: NEQGDY

DOI: 10.20542/afij-2025-3-25-35

EDN: NEQGDY

УДК: 33+339+629.33+502.3

Оригинальная статья

Поступила в редакцию 11.02.2025.

После доработки 17.04.2025.

Принята к публикации 12.05.2025.

В статье проведена оценка выбросов парниковых газов в течение жизненного цикла автомобилей с двигателем внутреннего сгорания и электромобилей (только с электродвигателем) с учетом выбросов при производстве, эксплуатации, обслуживании, замене батареи и утилизации. Автор на основе данных по углеродоемкости генерации электроэнергии в странах – лидерах мирового энергоперехода – США, Европейском союзе и Китае – оценивает выбросы парниковых газов при эксплуатации электромобилей с учетом потерь электроэнергии в сетях и при зарядке. Показано, что низкоэмиссионная европейская электроэнергетика позволяет электромобилям достичь объема выбросов парниковых газов в течение жизненного цикла меньшего, чем у традиционных автомобилей с двигателем внутреннего сгорания даже с учетом замены батареи и утилизации автомобиля, но при этом по техническим характеристикам электромобили уступают автомобилям с двигателем внутреннего сгорания. В США благодаря вытеснению угольной генерации газовой углеродоемкость электроэнергии снизилась в достаточной мере, чтобы использование электромобилей привело к снижению выбросов без учета замены и утилизации батареи, но с учетом последних объем выбросов уже сравним. Более того, при одинаковых технических характеристиках выбросы у электромобилей будут значимо больше. В Китае из-за доминирования углеродоемкой угольной генерации выбросы при использовании электромобилей всегда больше по сравнению с автомобилями с двигателем внутреннего сгорания. С учетом планов китайского правительства достичь пика угольной генерации около 2025 г. выбросы в электроэнергетике Китая в ближайшее десятилетие останутся на высоком уровне. Китайский рынок электромобилей остается самым большим в мире, поэтому в целом продвижение электромобилей приводит к глобальному росту выбросов парниковых газов. По мере деуглеродизации китайской электроэнергетики и перехода на новые типы аккумуляторов, с меньшими выбросами при производстве и



Контент доступен под лицензией [Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/).

утилизации, эксплуатация электромобилей приведет к снижению выбросов парниковых газов. Китай пока только создает промышленность и инфраструктуру, необходимые для энергоперехода. В то же время в Европе в целом продажи электромобилей стагнируют из-за сокращения государственной поддержки электромобилей в Норвегии и прекращения субсидирования их покупок в Германии.

Ключевые слова: выбросы парниковых газов, Китай, США, Европейский союз, электромобили, батарея, утилизация.

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов финансового и нефинансового характера.

Финансирование: автор заявляет об отсутствии внешнего финансирования.

LIFE-CYCLE GREENHOUSE GAS EMISSIONS: BATTERY ELECTRIC AND INTERNAL COMBUSTION ENGINE VEHICLES

Original article

Received 11.02.2025. Revised 17.04.2025. Accepted 12.05.2025.

Mikhail V. SINITSYN (sinitsyn@imemo.ru), ORCID: 0000-0001-5630-0799,
Primakov National Research Institute of World Economy and International Relations, Russian
Academy of Sciences (IMEMO), 23, Profsoyuznaya Str., Moscow 117997, Russian Federation.

The article assesses life-cycle greenhouse gas emissions of internal combustion engine vehicles and battery electric vehicles including emissions from production, operation, maintenance, battery replacement and disposal. The author uses data on the carbon intensity of electricity generation in the European Union, USA and China – leaders in global energy transition – to estimate greenhouse gas emissions from the operation of electric vehicles taking into account electricity losses in the grid and during charging. It is shown that low-emission European electricity generation allows electric vehicles to achieve a level of greenhouse gas emissions over their life cycle that is lower than that of traditional internal combustion engine vehicles even with battery replacement and vehicle disposal, but at the same time, in terms of technical characteristics, electric vehicles are inferior to their counterparts. In the USA, due to the displacement of coal generation by gas, the carbon intensity of electricity has decreased, therefore, the use of electric vehicles leads to a decrease in emissions with an exclusion of battery replacement and disposal, but considering the latter, the volume of emissions is already comparable. Moreover, with the same technical characteristics, the emissions of electric vehicles will be significantly higher. In China, the dominance of carbon-intensive coal-fired power generation means that EV emissions are always higher than those of combustion engine vehicles. With the Chinese government planning to peak coal power generation around 2025, emissions from China's electric power sector will certainly remain high for the next decade. The Chinese EV market remains the largest in the world, so the overall promotion of EVs is leading to an overall increase in global greenhouse gas emissions. As China's electric power sector decarbonizes and shifts to new types of batteries that come with fewer emissions during their production and disposal, EVs' greenhouse gas emissions will reduce. China is still only building the industry and infrastructure needed for the energy transition. At the same time, EV sales in Europe as a whole are stagnating due to the reduction of government support in Norway and the end of subsidies in Germany.

Keywords: *greenhouse gas emissions, China, USA, European Union, battery electric vehicles, battery, disposal.*

About the author:

Mikhail V. SINITSYN, Researcher, Center for Energy Research.

Competing interests: *no potential competing financial or non-financial interest was reported by the author.*

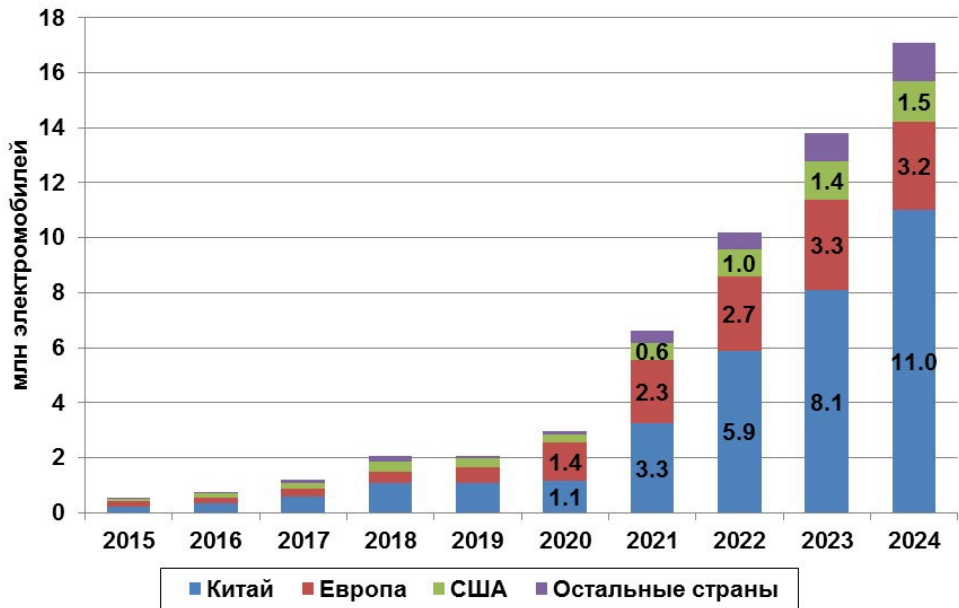
Funding: the author declares no external funding.

For citation: Sinitsyn M.V. Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions: Battery Electric and Internal Combustion Engine Vehicles. *Analysis and Forecasting. IMEMO Journal*, 2025, no. 3, pp. 25-35. DOI: 10.20542/afj-2025-3-25-35 EDN: NEQGDY

ВВЕДЕНИЕ

Продвижение электромобилей в дорожном транспорте наряду с продвижением новых возобновляемых источников энергии (НВИЭ) в электроэнергетике является основным направлением энергетического перехода. С 2019 г. электрификация легкового дорожного транспорта ускорилась, продажи легковых электромобилей в абсолютном выражении выросли в 6.6 раз в 2019–2023 гг. и превысили 13.8 млн единиц в 2023 г., в 2024 г. продажи достигли 17.1 млн единиц (рис. 1). Основными рынками остаются Китай, Европа и США, на них приходится 93% глобальных продаж легковых электромобилей, при этом только на Китай – больше половины. В Европе в 2024 г. продано около 3.2 млн электромобилей – меньше, чем годом ранее, что связано с прекращением субсидирования покупок в Германии в декабре 2023 г.¹ и сворачиванием государственной поддержки в Норвегии: с января 2023 г. владельцы электромобилей должны платить дорожный налог, а налоговые льготы для дилеров были уменьшены². Несмотря на введение национальной системы торговли выбросами в Германии, охватывающей нефтепродукты в транспортном секторе, где цена тонны CO₂ достигла 45 долл. США в 2024 г. [1], электромобили пока остаются неконкурентоспособными без стимулирующей государственной поддержки.

Рисунок 1. Динамика продаж легковых электромобилей, млн единиц
Figure 1. Dynamics of Passenger Electric Vehicles' Sales, mln



Источник: составлено автором по данным МЭА³, а также evboosters.com⁴.

¹ Global EV Outlook 2024. International Energy Agency, 2024. Available at: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a9e3544b-0b12-4e15-b407-65f5c8ce1b5f/GlobalEVOutlook2024.pdf> (accessed 04.04.2025).

² Marx W. Norway Struggles to Pull the Plug on EV Subsidies. *Bloomberg*, 26.07.2023. Available at: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2023-07-26/norway-pulls-the-plug-on-ev-tax-incentives-and-subsidies> (accessed 04.04.2025).

³ Global EV Outlook 2024...

⁴ Overall Results Global EV Sales 2024. *Evboosters.com*, 15.01.2025. Available at: <https://evboosters.com/ev-charging-news/overall-results-global-ev-sales-2024> (accessed 04.04.2025).

ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

Проблематика оценки выбросов парниковых газов (ПГ) высокоактуальна из-за быстрого роста рынка электромобилей и политики государственных регуляторов по построению низкоуглеродной парадигмы экономического роста. Большое количество исследований посвящено оценке эмиссии ПГ в течение жизненного цикла аккумуляторных батарей (обзор работ представлен в [2]), при производстве электромобилей и автомобилей с двигателем внутреннего сгорания (ДВС) и их эксплуатации в Китае (обзор работ см. в [3; 4]), Индии [5] и Европе (см. [6]). Обзор самых современных исследований представлен в работах [7; 8]. Оценка выбросов парниковых газов с учетом прогнозов по изменению структуры электрогенерации для крупнейших стран мира в 2030 г. проведена в [9].

Общий вывод исследований: производство электромобиля связано с большими выбросами ПГ, чем традиционного автомобиля с двигателем внутреннего сгорания, что вызвано высокой энерго- и углеродоемкостью производства аккумуляторов, добычи и производства металлов, из которых они состоят. Компенсировать выбросы парниковых газов можно только за счет меньшей, чем у нефтепродуктов, углеродоемкости генерации электроэнергии. В европейских странах из-за продвижения низкоэмиссионных источников (в первую очередь НВИЭ) выбросы в электроэнергетике достаточно низкие (особенно в Норвегии), чтобы компенсировать эмиссии ПГ при производстве аккумуляторной батареи. В Китае выбросы парниковых газов при использовании электромобилей в настоящее время выше, чем автомобилей с ДВС. Но с учетом прогноза изменения структуры электрогенерации даже в КНР выбросы у электромобилей без учета утилизации батареи окажутся на 37% ниже, чем у автомобилей с двигателем внутреннего сгорания⁵. Выбросы при производстве малоразмерных электромобилей меньше (они вырастают нелинейно быстро при увеличении размера батареи), чем у среднеразмерных автомобилей с ДВС. С учетом меньшего расхода электроэнергии при маленькой аккумуляторной батарее выбросы у электромобилей будут меньше и при сравнительно высокой доле угольной генерации в Китае в целом (с утилизацией [4]) или в отдельных китайских провинциях [10]. Исследования в Бразилии показали, что из-за использования этанола автомобили с гибким выбором топлив (*Flexible Fuel Vehicles*) производят меньше выбросов ПГ в течение жизненного цикла, чем электромобили даже при низкоэмиссионной электрогенерации [11].

Подавляющее большинство исследований традиционно предполагает, что автомобиль используется 8–10 лет (совокупный пробег 150 тыс. км) [7], но в развитых странах средний срок эксплуатации автомобиля быстро увеличивался последние десятилетия, так, в США он вырос с 8 лет в 1995 г. до 13 лет в 2022 г.⁶ Целесообразно рассмотреть и вариант более длительной эксплуатации – с пробегом до 200 тыс. км, но в таком случае выбросы парниковых газов будут больше, так как потребуются замена и утилизация аккумулятора. Утилизация включает разборку автомобиля и аккумулятора и переработку материалов. Затраты электроэнергии (а значит, и выбросы) на разборку электромобиля и традиционного автомобиля примерно равны [10], а затраты электроэнергии, угля и природного газа на переработку материалов аккумулятора сильно зависят от его типа и метода переработки. На смену доминирующему литий-никель-марганец-кобальт-оксидному аккумулятору приходит литий-феррофосфатный, быстро развиваются натрий-ионные и твердотельные аккумуляторы.

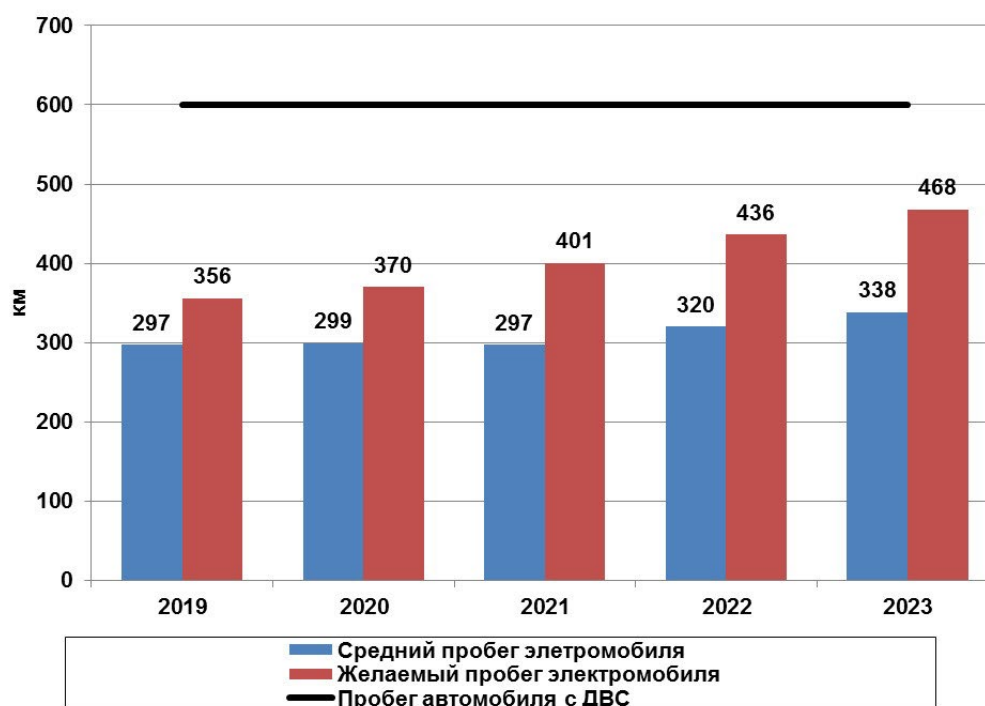
Сравнение выбросов необходимо проводить для идентичных по техническим характеристикам автомобилям, например *VW Golf* и *eGolf* [6], но для большинства электромобилей таких аналогов нет. Более того, по важнейшему параметру – среднему пробегу на одной зарядке – электромобили значительно уступают традиционным

⁵ Bieker G. A Global Comparison of the Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Combustion Engine and Electric Passenger Cars. The International Council on Clean Transportation. 2021. Available at: https://theicct.org/sites/default/files/publications/Global-LCA-passenger-cars-jul2021_0.pdf (accessed 04.04.2025).

⁶ См.: Average Age of Automobiles and Trucks in Operation in the United States. Bureau of Transportation Statistics. 2015. Available at: https://www.bts.gov/archive/publications/national_transportation_statistics/table_01_26 (accessed 04.04.2025); U.S. Average Vehicle Age, 1970–2020. Oak Ridge National Laboratory. 2022. Available at: https://tedb.ornl.gov/wp-content/uploads/2022/03/TEDB_Ed_40.pdf#page=90 (accessed 04.04.2025).

автомобилям. По данным Международного энергетического агентства (МЭА), в 2019–2023 гг. средний пробег электромобилей увеличился всего с 297 до 338 км, что меньше и желаемого покупателями значения, и среднего пробега автомобиля с двигателем внутреннего сгорания (рис. 2). В [4] сравниваются *BYD Qin*: электромобиль с пробегом на одной зарядке до 90 км и автомобиль с запасом хода до 800 км, в [10] *BYD Qin* с пробегом до 90 км и *Volkswagen Laida* с запасом хода до 845 км. Решением проблемы сравнения по техническим характеристикам может быть использование специальных интегральных показателей, как например, в [12]. В этом исследовании показано, что в Норвегии трендовый показатель выбросов парниковых газов при использовании электромобилей ниже, чем для электромобилей, а в Великобритании они совпадают.

Рисунок 2. Пробег на одной зарядке, км
Figure 2. Cruising Range of Battery, km



Источник: составлено автором по данным МЭА⁷, McKinsey⁸ и Всемирного экономического форума⁹.

МЕТОДОЛОГИЯ

Методология опирается на алгоритм, предложенный [12]: автомобили сравниваются по интегральному показателю и выбросам в течение жизненного цикла. В качестве интегрального показателя технических характеристик автомобилей для исследования был выбран *SRPR* (*Square Root of Power and Range*), учитывающий мощность двигателя и запас хода (критичный для покупателей электромобилей) [12]:

$$SRPR_i = \sqrt{\frac{Power_i}{100} * \frac{Range_i}{500}} \quad (1)$$

где $SRPR_i$ – *Square Root of Power and Range* автомобиля i , $Power_i$ – мощность двигателя, $Range_i$ – средний пробег на одной зарядке/заправке.

⁷ Global EV Outlook 2024...

⁸ Mobility Consumer Pulse 2024 Overview. McKinsey, 2024. Available at: <https://executivedigest.sapo.pt/wp-content/uploads/2024/06/Mobility-Consumer-Pulse-2024-Overview.pdf> (accessed 04.04.2025).

⁹ Dror M.B., Ezer O. We Need to Invest in Infrastructure for Electric Vehicles: Here's Why. World Economic Forum. 01.03.2022. Available at: <https://www.weforum.org/agenda/2022/03/why-invest-in-infrastructure-electric-vehicles> (accessed 04.04.2025).

Характеристики автомобилей, анализируемых в исследовании представлены в табл. 1.

Таблица 1. Характеристики автомобилей
Table 1. Main Parameters of Vehicle Models

Автомобиль	Мощность, кВт	Пробег на одной заправке, км	SRPR	Потребление энергии на 1 км, МДж
С двигателем внутреннего сгорания				
Toyota Prius	100	1067	1.46	1.37
Honda Insight	80	1160	1.37	1.1
Nissan Qashqai Diesel	81	1437	1.53	1.33
VW Golf Diesel	81	1211	1.4	1.44
VW Golf Petrol	103	1000	1.44	1.51
Электромобили				
BMW i3	125	183	0.68	0.64
Chevrolet Bolt	150	383	1.07	0.64
Ford Focus E	105	185	0.62	0.70
Hyundai Ioniq E	88	200	0.59	0.55
Nissan Leaf	80	172	0.52	0.67
Tesla S 60D	279	384	1.46	0.72

Источник: составлено автором по данным [12], drom.ru¹⁰ (для VW Golf Petrol).

Автомобили сравниваются по удельным выбросам ПГ автомобилем в расчете на один км пробега (2). Выбросы парниковых газов в течение жизненного цикла рассчитываются как сумма выбросов при производстве, эксплуатации автомобиля (при сжигании нефтетоплив/генерации электроэнергии), замене аккумулятора и утилизации (3).

$$EmissionPerKm_{ij} = TotalEmissions_{ij} / Range_i \quad (2)$$

$$TotalEmissions_{ij} = ProductionEm_i + FuelEm_{ij} + ReplacementEM_i^{BEV} + MaintenanceEm_i^{ICEV} + UtilisationEm_i \quad (3)$$

$$FuelEm_{ij} = Range_i * FuelConsumption_{ij}^m * FuelEmission_{ij} \quad (4)$$

$$FuelConsumption_{ij}^{BEV} = FuelConsumption_i * (1 + Losses_j + ChargeLosses_j) \quad (5)$$

$$FuelConsumption_{ij}^{ICEV} = FuelConsumption_{ij} \quad (6)$$

$$FuelEmission_{ij} = Emission_j^n / Consumption_j^n \quad (7)$$

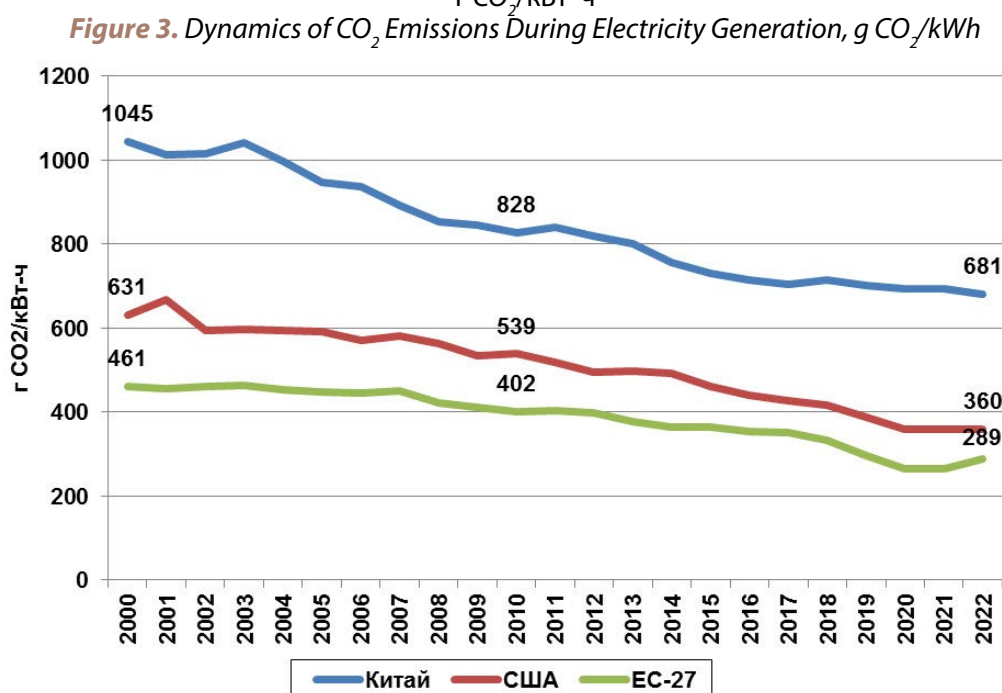
где $EmissionPerKm_{ij}$ – удельные выбросы парниковых газов автомобилем i в стране j на 1 км, $TotalEmissions_{ij}$ – выбросы в течение жизненного цикла, $ProductionEm_i$ – выбросы при производстве, $FuelEm_{ij}$ – выбросы при сжигании нефтетоплив/генерации электроэнергии, $ReplacementEM_i^{BEV}$ – выбросы при замене батареи электромобиля, $MaintenanceEm_i^{ICEV}$ – выбросы при обслуживании автомобиля с двигателем внутреннего сгорания, $UtilisationEm_i$ – выбросы при утилизации, $Range_i$ – пробег в течение жизненного цикла, $FuelConsumption_{ij}^m$ – потребление энергии на 1 км пробега электромобилем (BEV) или автомобилем с двигателем внутреннего сгорания (ICEV), $Losses_j$ – потери в сетях (%), $ChargeLosses_j$ – потери при зарядке электромобилей (%), $FuelEmission_{ij}$ – удельные выбросы при сжигании нефтетоплив (ICEV) и генерации электроэнергии (BEV), $Emission_j^n$ – выбросы при использовании топлива (n – бензин/дизель/электроэнергия), $Consumption_j^n$ – использование топлива.

¹⁰ Расход топлива Фольксваген Гольф. drom.ru, 2025. Available at: https://www.drom.ru/catalog/volkswagen/golf/specs/fuel_consumption (accessed 04.04.2025).

Выбросы парниковых газов при производстве автомобилей, потребление топлива на один км пробега и потери при зарядке электромобилей взяты из [12] (выбросы при производстве *VW Golf Petrol* и *VW Golf Diesel*, замене и утилизации аккумуляторов у этих автомобилей равны, различается только потребление топлива и связанные с ним выбросы). При пробеге 150 тыс. км замена аккумуляторов не требуется, при пробеге 200 тыс. км на электромобиле меняют батарею (40% выбросов при производстве электромобиля [6], но с учетом вторичного использования 31%¹¹, выбросы при обслуживании автомобилей с двигателем внутреннего сгорания оцениваются в среднем как одна тонна CO₂ [3]. Выбросы при утилизации составляют 7% для электромобилей и 10% для автомобилей с ДВС [4]. Потери в сетях, выбросы при сжигании нефтепродуктов/генерации электроэнергии рассчитываются по данным энергетического баланса МЭА¹² и выбросам парниковых газов МЭА¹³.

Выбросы парниковых газов в электроэнергетике критичны для оценки эмиссии электромобилей в течение жизненного цикла. За последние 20 лет страны – лидеры энергоперехода смогли добиться значительного снижения углеродоемкости электрогенерации (рис. 3). Самые низкие удельные выбросы в электроэнергетике ЕС, хотя кризис после пандемии, когда совпали быстрое экономическое восстановление и низкая выработка в ветровой генерации и гидрогенерации, привел к росту угольной генерации и росту выбросов.

Рисунок 3. Динамика удельных выбросов CO₂ при генерации электроэнергии, г CO₂/кВт*ч



Источник: составлено автором по данным энергетического баланса МЭА¹⁴ и выбросам парниковых газов МЭА¹⁵.

¹¹ Hall D., Nic L. *Effects of Battery Manufacturing on Electric Vehicle Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions*. The International Council on Clean Transportation. 2018. Available at: https://theicct.org/sites/default/files/publications/EV-life-cycle-GHG_ICCT-Briefing_09022018_vF.pdf (accessed 04.04.2025).

¹² *World Energy Balances 2024*. International Energy Agency. 2024. Available at: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances> (accessed 04.04.2025).

¹³ *Greenhouse Gas Emissions from Energy 2024*. International Energy Agency. 2024. Available at: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/greenhouse-gas-emissions-from-energy> (accessed 04.04.2025).

¹⁴ *World Energy Balances 2024...*

¹⁵ *Greenhouse Gas Emissions...*

Универсальным драйвером декарбонизации электроэнергетики выступает уменьшение угольной генерации, но в странах ЕС она вытесняется генерацией из НВИЭ, а в США – газовой. В Китае уголь продолжает доминировать в электроэнергетике (табл. 2).

Таблица 2. Доля ископаемых топлив в генерации электроэнергии, %
Table 2. Share of Fossil Fuels in Power Generation, %

	2000 г.		2022 г.	
	уголь	природный газ	уголь	природный газ
ЕС-27	32	13	17	19
США	53	16	20	39
Китай	78	1	62	3

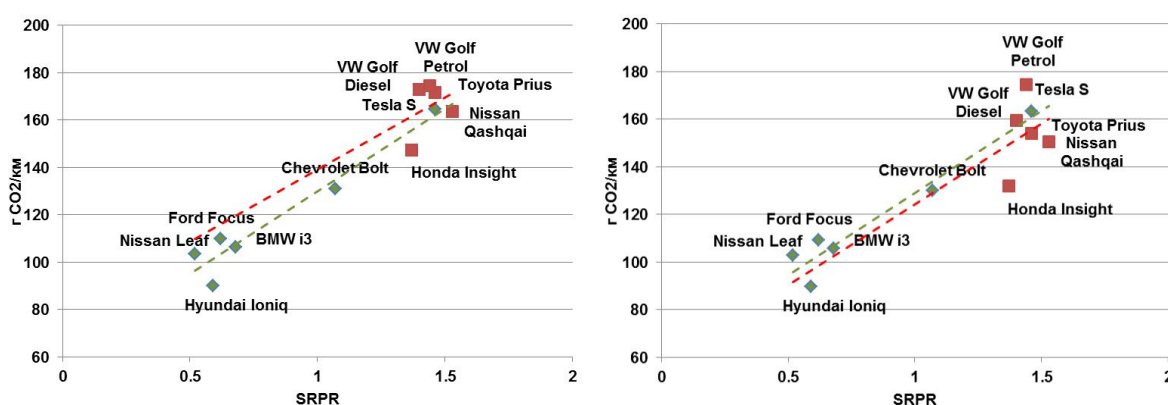
Источник: составлено автором по данным энергетического баланса МЭА¹⁶.

РЕЗУЛЬТАТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Оценка интегрального показателя *SRPR* показывает, что электромобили уступают по техническим характеристикам автомобилям с ДВС, за исключением *Tesla* (табл. 1, рис. 4–7). Поэтому сравнение будет выполняться в четырех случаях: сравнение выбросов ПГ электромобилей и автомобилей с двигателем внутреннего сгорания при пробеге 150 тыс. км и 200 тыс. км напрямую и при пробеге 150 тыс. км и 200 тыс. км с учетом технических характеристик (по трендовому показателю).

В ЕС выбросы парниковых газов в течение жизненного цикла ниже у всех электромобилей за исключением *Tesla* (рис. 4). Необходимо отметить, что в 2016 г. в Великобритании при несколько более высоких, чем в ЕС-27 выбросах в электроэнергетике, трендовые значения выбросов парниковых газов в течение жизненного цикла у электромобилей почти совпадали с трендовыми у электромобилей [12]. Благодаря декарбонизации электроэнергетики электромобили при пробеге 150 тыс. км производят меньше выбросов в сравнении с аналогичными автомобилями с ДВС. С учетом замены и утилизации батарей трендовый показатель выбросов электромобилей выше.

Рисунок 4. ЕС-27: удельные выбросы парниковых газов в течение жизненного цикла автомобилей при пробеге 150 тыс. км (слева) и 200 тыс. км (справа), г CO₂/км
Figure 4. EU-27: Greenhouse Gas Emissions over the Life Cycle of Vehicles with a Mileage of 150 Thousand km (Left) and 200 Thousand km (Right), g CO₂/km



Источник: расчеты автора.

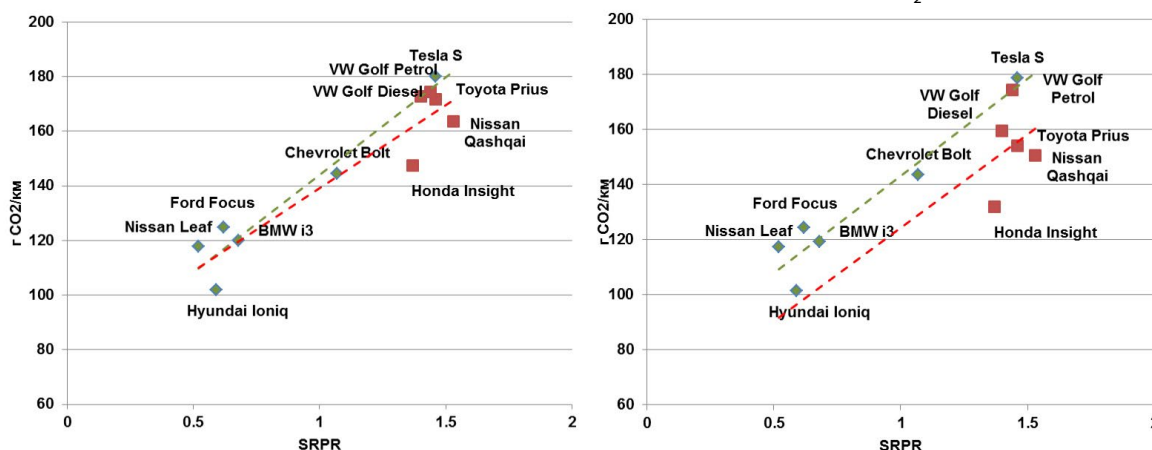
В США выбросы парниковых газов в течение жизненного цикла ниже у всех электромобилей за исключением *Tesla* при пробеге 150 тыс. км и *Tesla* и *Chevrolet* при

¹⁶ World Energy Balances 2024...

пробеге 200 тыс. км (рис. 5). Трендовое значение эмиссии ПГ в течение жизненного цикла у электромобилей выше, чем у аналогичных по техническим характеристикам автомобилей с ДВС во всех случаях. Необходимо отметить, что выбросы ПГ у бензинового *VW Golf* выше, чем у дизельного из-за большего потребления топлива, и по выбросам он уступает только *Tesla*.

Рисунок 5. США: удельные выбросы парниковых газов в течение жизненного цикла автомобилей при пробеге 150 тыс. км (слева) и 200 тыс. км (справа), г CO₂/км

Figure 5. USA: Greenhouse Gas Emissions over the Life Cycle of Vehicles with a Mileage of 150 Thousand km (Left) and 200 Thousand km (Right), g CO₂/km

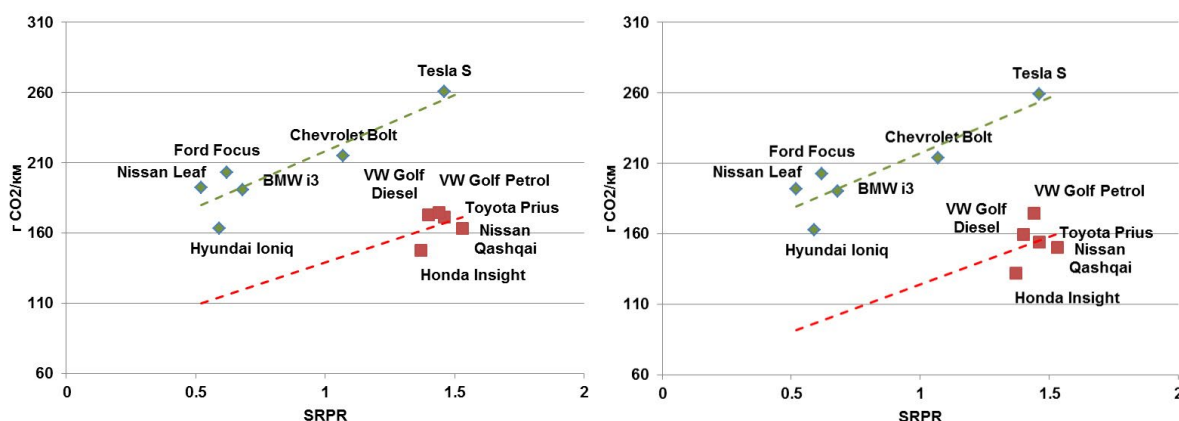


Источник: расчеты автора.

В Китае выбросы парниковых газов в течение жизненного цикла у электромобилей существенно выше за исключением *Hyundai* даже без учета замены и утилизации аккумуляторных батарей из-за доминирования угольной электрогенерации (рис. 6).

Рисунок 6. Китай: удельные выбросы парниковых газов в течение жизненного цикла автомобилей при пробеге 150 тыс. км (слева) и 200 тыс. км (справа), г CO₂/км

Figure 6. China: Greenhouse Gas Emissions over the Life Cycle of Vehicles with a Mileage of 150 Thousand km (Left) and 200 Thousand km (Right), g CO₂/km



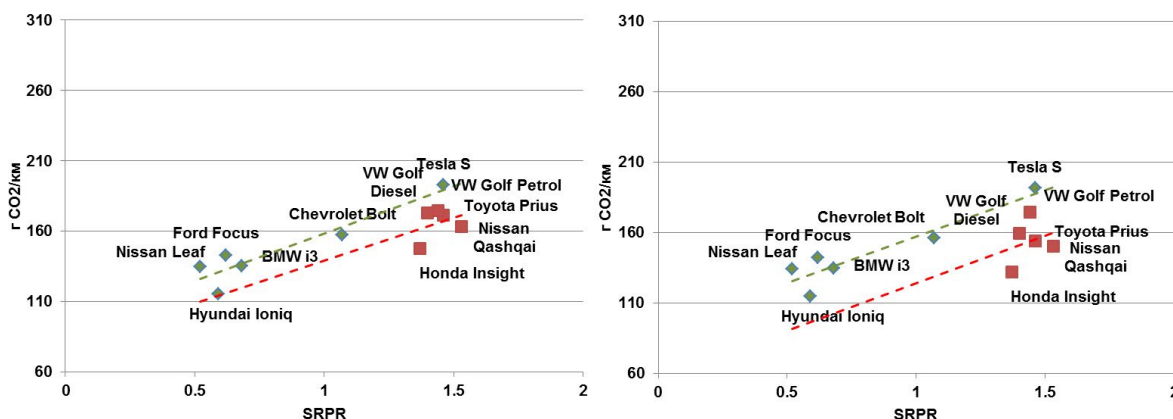
Источник: расчеты автора.

Для оценки чувствительности результатов моделирования к изменениям в технологиях производства и утилизации аккумуляторов и углеродоемкости электрогенерации рассчитан сценарий для Китая на 2030 г. Углеродоемкость электрогенерации снизится с 681 до 549 г CO₂/кВт·ч (сценарий "Текущие политики")

МЭА¹⁷), объем выбросов при производстве и утилизации аккумулятора уменьшится на 26%¹⁸. В 2030 г. выбросы ПГ в течение жизненного цикла при пробеге 150 тыс. км станут ниже у всех электромобилей за исключением *Tesla* и *Chevrolet*, но их трендовые значения у электромобилей все равно окажутся выше (рис. 7).

Рисунок 7. Китай: удельные выбросы парниковых газов в течение жизненного цикла автомобилей при пробеге 150 тыс. км (слева) и 200 тыс. км (справа) в 2030 г., г CO₂/км

Figure 7. China: Greenhouse Gas Emissions over the Life Cycle of Vehicles with a Mileage of 150 Thousand km (Left) and 200 Thousand km (Right) in 2030, g CO₂/km



Источник: расчеты автора.

Китаю, чтобы добиться паритета выбросов парниковых газов электромобилей и автомобилей с двигателем внутреннего сгорания, необходимо значительно снизить углеродоемкость электроэнергетики. Пик угольной генерации в Китае прогнозируется около 2025 г.¹⁹, объем строящихся и заявленных мощностей угольной генерации огромен [13], поэтому необходимого снижения углеродоемкости получится добиться только около 2035 г. (сценарий Текущие политики МЭА²⁰). До этого продвижение электромобилей в Китае будет связано с большими выбросами, чем использование традиционных автомобилей с ДВС. Поддержка автомобильной отрасли является частью экономической политики Китая по развитию национальной промышленности и поощрению товарного экспорта [14], поэтому климатические аспекты отходят на второй план. В настоящее время КНР создает промышленность и инфраструктуру, необходимые для энергоперехода.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выбросы парниковых газов в течение жизненного цикла – ключевой показатель для обоснования государственной политики продвижения электромобилей в легковом дорожном транспорте как составной части энергетического перехода. У бензиновых автомобилей они выше, чем у дизельных, а у автомобилей только с двигателем внутреннего сгорания – чем у гибридов. Выбросы у электромобилей в странах Евросоюза и США, как правило, ниже, чем у автомобилей с двигателем внутреннего сгорания. В ЕС эмиссии будут ниже и с учетом замены и утилизации батареи при совокупном пробеге 200 тыс. км. Но по техническим характеристикам электромобили уступают традиционным автомобилям, трендовый показатель выбросов выше у электромобилей, чем у аналогичных по характеристикам автомобилей с ДВС. В США углеродоемкость электроэнергии достаточно низкая, чтобы использование электромобилей привело к снижению выбросов без учета

¹⁷ Расчет по: *World Energy Outlook 2024*...

¹⁸ Расчет по: *Bieker G. Op. cit.*

¹⁹ Китай заявил о планах серьезно сократить использование угля. *Известия*, 22.04.2021. Available at: <https://iz.ru/1155379/2021-04-22/kitai-zaiavil-o-planakh-serezno-sokratit-ispolzovanie-uglia> (accessed 04.04.2025).

²⁰ *World Energy Outlook 2024*. International Energy Agency, 2024. Available at: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a5ba91c9-a41c-420c-b42e-1d3e9b96a215/WorldEnergyOutlook2024.pdf> (accessed 04.04.2025).

замены и утилизации батареи, но недостаточно – с учетом последних. В Китае угольная генерация составляет более 60% совокупной электрогенерации, поэтому выбросы при использовании электромобилей больше по сравнению с автомобилями с двигателем внутреннего сгорания. В перспективе ближайшего десятилетия угольная генерация останется доминирующей, поэтому выбросы парниковых газов останутся на повышенном уровне. Китайский рынок электромобилей остается самым большим в мире, поэтому в целом продвижение электромобилей в среднесрочной перспективе приводит к глобальному росту выбросов ПГ. КНР пока только создает промышленность и инфраструктуру для энергетического перехода. По мере деуглеродизации китайской электроэнергетики и перехода на новые типы аккумуляторов, с меньшими выбросами при производстве и утилизации, эксплуатация электромобилей приведет к снижению выбросов парниковых газов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ / REFERENCES

1. Синицын М.В., Иллерицкий Н.И. Развитие национальной системы торговли выбросами в Германии: финансовые и стратегические цели. *Современная Европа*, 2024, № 7, сс. 124-133. [Sinitsyn M.V., Illeritskiy N.I. Development of a National Emissions Trading System in Germany: Financial and Strategic Goals. *Contemporary Europe*, 2024, no. 7, pp. 124-133. (In Russ.)] DOI: 10.31857/S0201708324070106
2. Aichberger C., Jungmeier G. Environmental Life Cycle Impacts of Automotive Batteries Based on a Literature Review. *Energies*, 2020, no. 13(23), 6345. DOI: 10.3390/en13236345
3. Yang L., Yu B., Yang B., Chen H., Malima G., Wei Y. Life Cycle Environmental Assessment of Electric and Internal Combustion Engine Vehicles in China. *Journal of Cleaner Production*, 2021, no. 285, 124899. DOI: 10.1016/j.jclepro.2020.124899
4. Shang H., Sun Y., Huang D., Meng F. Life Cycle Assessment of Atmospheric Environmental Impact on the Large-Scale Promotion of Electric Vehicles in China. *Resources, Environment and Sustainability*, 2024, no. 15, 100148. DOI: 10.1016/j.resenv.2024.100148
5. Joshua R.K.A., Subramanian K.A. Comparative Performance and Emission Analysis of Internal Combustion Engine and Battery Electric Vehicle Under Modified Indian Drive Cycle. *Process Safety and Environmental Protection*, 2024, no. 190, Part B, pp. 211-220. DOI: 10.1016/j.psep.2024.08.053
6. Klimabilanz von Elektroautos. Agora. 2019. Available at: https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2018/Klimabilanz_von_Elektroautos/Agora-Verkehrswende_22_Klimabilanz-von-Elektroautos_WEB.pdf (accessed 04.04.2025).
7. Xia X., Li P., Xia Z., Wu R., Cheng Y. Life Cycle Carbon Footprint of Electric Vehicles in Different Countries: A Review. *Separation and Purification Technology*, 2022, no. 301, 122063. DOI: 10.1016/j.seppur.2022.122063
8. da Costa V.B.F., Bitencourt L., Dias B.H., Soares T., de Andrade J.V.B., Bonatto B.D. Life Cycle Assessment Comparison of Electric and Internal Combustion Vehicles: A Review on the Main Challenges and Opportunities. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2025, no. 208, 114988. DOI: 10.1016/j.rser.2024.114988
9. Shafique M., Luo X. Environmental Life Cycle Assessment of Battery Electric Vehicles from the Current and Future Energy Mix Perspective. *Journal of Environmental Management*, 2022, no. 303, 114050. DOI: 10.1016/j.jenvman.2021.114050
10. Tang B., Xu Y., Wang M. Life Cycle Assessment of Battery Electric and Internal Combustion Engine Vehicles Considering the Impact of Electricity Generation Mix: A Case Study in China. *Atmosphere*, 2022, no. 13, 252. DOI: 10.3390/atmos13020252
11. Lavrador R.B., de Sá Teles B.A. Life Cycle Assessment of Battery Electric Vehicles and Internal Combustion Vehicles Using Sugarcane Ethanol in Brazil: A Critical Review. *Cleaner Energy Systems*, 2022, no. 2, 100008. DOI: 10.1016/j.cles.2022.100008
12. Zheng G., Peng Z. Life Cycle Assessment (LCA) of BEV's Environmental Benefits for Meeting the Challenge of ICExit (Internal Combustion Engine Exit). *Energy Reports*, 2021, no. 7, pp. 1203-1216. DOI: 10.1016/j.egyr.2021.02.039
13. Синицын М.В. Конец эпохи энергетического угля. *Мировая экономика и международные отношения*, 2021, т. 65, № 11, сс. 40-48. [Sinitsyn M.V. End of Energy Coal Era. *World Economy and International Relations*, 2021, vol. 65, no. 11, pp. 40-48 (In Russ.)] DOI: 10.20542/0131-2227-2021-65-11-40-48
14. Жуков С.В., Масленников А.О., Резникова О.Б., Синицын М.В. Протекционизм США против меркантилизма Китая. *Мировая экономика и международные отношения*, 2024, т. 68, № 11, сс. 15-28. [Zhukov S.V., Maslennikov A.O., Reznikova O.B., Sinitsyn M.V. U.S. Protectionism Against China's Mercantilism. *World Economy and International Relations*, 2024, vol. 68, no. 11, pp. 15-28. (In Russ.)] DOI: 10.20542/0131-2227-2024-68-11-15-28

РАЗВИТИЕ КРУПНОМАСШТАБНЫХ
АККУМУЛЯТОРНЫХ СИСТЕМ НАКОПЛЕНИЯ
ЭНЕРГИИ В МИРОВОЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

© МАСЛЕННИКОВ А.О., 2025

МАСЛЕННИКОВ Александр Оскарович, кандидат экономических наук, старший научный сотрудник Центра энергетических исследований.

Национальный исследовательский институт мировой экономики и международных отношений им. Е.М. Примакова РАН, РФ, 117997 Москва, Профсоюзная, 23 (maslennikov@imemo.ru), ORCID: 0000-0001-5377-4702

Масленников А.О. Развитие крупномасштабных аккумуляторных систем накопления энергии в мировой электроэнергетике. *Анализ и прогноз. Журнал ИМЭМО РАН*, 2025, № 3, сс. 36-49. DOI: 10.20542/afij-2025-3-36-49 EDN: QRNGKN

DOI: 10.20542/afij-2025-3-36-49

EDN: QRNGKN

УДК: 33+339+621.35

Оригинальная статья

Поступила в редакцию 10.02.2025.

После доработки 05.05.2025.

Принята к публикации 10.06.2025.

В статье проанализировано развитие крупномасштабных систем накопления энергии (СНЭ) на базе аккумуляторных технологий как нового источника энергетической гибкости в мировой электроэнергетике. Оценен масштаб продвижения этих технологий в страновом разрезе, рассмотрены преимущества и недостатки аккумуляторных СНЭ в сравнении с другими традиционными и перспективными источниками энергетической гибкости. Выделены и проанализированы три главных фактора продвижения аккумуляторов в электроэнергетике: во-первых, рост доли переменных возобновляемых источников энергии (ВИЭ) в генерации электроэнергии; во-вторых, значительное снижение себестоимости производства и цен литий-ионных аккумуляторов; в-третьих, целенаправленная государственная политика в ряде стран по стимулированию продвижения этих технологий, включающая как реформирование рынков мощности и электроэнергии, так и налоговые льготы и другие нерыночные механизмы. Показано, что в настоящее время аккумуляторные СНЭ уже стали рентабельными в странах с высоким уровнем распространения солнечной и ветровой энергетики, если регулятивная среда и механизмы работы рынка электроэнергии не препятствуют полноценной интеграции этих систем. Показано, что США, Великобритании и Ирландии за счет специального реформирования рынков электроэнергии удалось значительно повысить конкурентоспособность аккумуляторных СНЭ, как установленных в привязке к солнечным и ветровым электростанциям, так и отдельно стоящих, что позволило сократить их зависимость в электроэнергетике этих стран от мер господдержки и запустить процесс их массового внедрения. При этом продвижение литий-ионных аккумуляторных СНЭ в сегменте внутридневного хранения энергии продолжит укреплять позиции этой группы технологий за счет ввода новых производственных мощностей, оптимизации цепочек поставок, а также развития сектора их переработки и вторичного использования. Также в статье проанализирована проблема длительного хранения энергии и сделан вывод о том, что существующие технологии не способны обеспечить рентабельное сезонное хранение энергии, и для полной декарбонизации сектора электроэнергетики потребуется



Контент доступен под лицензией [Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/).

достижение значительных технологических прорывов на этом направлении. При этом ожидаемое продвижение крупномасштабных систем хранения энергии на базе литий-ионных аккумуляторов не притормозит ни поиск альтернативных технологий хранения энергии, ни внедрение альтернативных источников энергетической гибкости.

Ключевые слова: аккумуляторные системы накопления энергии, литий-ионные аккумуляторы, электроэнергетика, переменные возобновляемые источники энергии, энергетическая гибкость, долгосрочное хранение энергии.

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов финансового и нефинансового характера.

Финансирование: автор заявляет об отсутствии внешнего финансирования.

DEVELOPMENT OF LARGE-SCALE BATTERY ENERGY STORAGE SYSTEMS IN THE GLOBAL POWER INDUSTRY

Original article

Received 10.02.2025. Revised 05.05.2025. Accepted 10.06.2025.

Alexander O. MASLENNIKOV (maslennikov@imemo.ru), ORCID: 0000-0001-5377-4702, Primakov Institute of World Economy and International Relations, Russian Academy of Sciences (IMEMO), 23, Profsoyuznaya Str., Moscow 117997, Russian Federation.

The article analyzes the development of large-scale battery energy storage systems (BESS) as a new source of system flexibility in the global power sector. It assesses the scale of deployment of these technologies across countries and examines the advantages and disadvantages of BESS compared to other conventional and emerging flexibility resources. The study identifies and analyzes three key drivers of BESS adoption: first, the increasing share of variable renewable energy (VRE) in electricity generation; second, the significant decline in the production costs and prices of lithium-ion batteries; and third, targeted government policies in a number of countries aimed at supporting these technologies, including electricity market reforms, tax incentives and other non-market mechanisms. The findings demonstrate that BESS have already become cost-competitive in countries with high penetration of solar and wind power, provided that the regulatory environment and electricity market structures do not hinder their proper integration. The article highlights that in the United States, the United Kingdom and Ireland, targeted electricity market reforms have significantly improved the competitiveness of BESS—both colocated with solar and wind power plants and as standalone systems—thus reducing their dependence on government support and enabling large-scale deployment. The ongoing expansion of lithium-ion BESS for intraday energy storage is expected to further strengthen their position due to the commission of new manufacturing capacities, optimization of supply chains, and development of recycling and reusing sectors. The article also addresses the challenge of long-duration energy storage and the author concludes that existing technologies are not yet capable of delivering cost-effective seasonal storage. Achieving full decarbonization of the electricity sector will therefore require major technological breakthroughs in this area. At the same time, the expected growth of large-scale lithium-ion BESS is unlikely to impede the search for alternative storage technologies nor the development of other sources of energy flexibility.

Keywords: battery energy storage systems, lithium-ion batteries, power industry, variable renewable energy sources, energy flexibility, long-term energy storage.

About the author: Alexander O. MASLENNIKOV, Cand. Sci. (Econ. Sci.), Senior Researcher, Center for Energy Research.

Competing interests: no potential competing financial or non-financial interest was reported by the author.

Funding: the author declares no external funding.

For citation: Maslennikov A.O. Development of Large-Scale Battery Energy Storage Systems in the Global Power Industry. *Analysis and Forecasting. IMEMO Journal*, 2025, no. 3, pp. 36-49. DOI: 10.20542/afij-2025-3-36-49 EDN: QRNGKN

ВВЕДЕНИЕ

В последние годы в ряде стран наблюдается интенсивное внедрение крупномасштабных аккумуляторных систем накопления энергии (СНЭ) в электроэнергетике¹. Эти системы, в большинстве случаев основанные на литий-ионных аккумуляторах, используются для накопления электроэнергии из электросети в периоды низкого спроса на нее или высокой ее генерации, чаще всего – в периоды высокой загрузки солнечных и ветровых электростанций. В ситуации превышения спроса на электроэнергию над ее предложением накопленная в аккумуляторных СНЭ электроэнергия, напротив, направляется обратно в электросеть.

Крупномасштабные аккумуляторные СНЭ в электроэнергетике устанавливаются преимущественно в связке с солнечными и ветровыми электростанциями. Однако встречаются и автономные системы, расположенные отдельно от объектов генерации электроэнергии.

За период с 2019 по 2023 гг. совокупная установленная мощность крупномасштабных аккумуляторных СНЭ в электроэнергетике в мире увеличилась более чем в 13 раз – с 4.1 до 55.7 ГВт. Только в 2023 г. было введено в эксплуатацию свыше 30 ГВт таких систем, что сопоставимо с объемом аккумуляторных батарей, необходимым для производства около 2 млн электромобилей². Ключевым фактором, способствующим столь быстрому внедрению аккумуляторных СНЭ, выступает ускоренное развитие солнечной и ветровой электрогенерации, формирующее растущую потребность энергосистем в дополнительных источниках энергетической гибкости.

Под энергетической гибкостью, или гибкостью энергетической системы, принято понимать способность последней эффективно реагировать на колебания спроса и предложения электроэнергии, минимизируя риски энергетических дисбалансов, которые могут негативно сказаться на параметрах качества электроснабжения и привести к аварийным отключениям.

Традиционно энергосистемы во всех странах сталкиваются с изменчивостью спроса на электроэнергию. Однако увеличение доли солнечных и ветровых электростанций в структуре генерации формирует новый источник нестабильности – вариативность выработки. Поскольку фотоэлектрическая солнечная энергетика (фотовольтаика) и ветровая энергетика относятся к переменным возобновляемым источникам энергии (ВИЭ), для которых объемы производства в каждый момент времени зависят от текущих погодных условий, интеграция этих энергоресурсов в энергосистему требует от последней повышенного уровня адаптивности³.

Целью настоящей статьи является выявление факторов, обусловивших быстрое внедрение крупномасштабных аккумуляторных СНЭ в мире в последние годы, как характерных для отрасли в целом, так и специфичных для стран – лидеров этого процесса,

¹ В настоящей статье под крупномасштабными аккумуляторными системами накопления энергии в электроэнергетике понимаются исключительно СНЭ, установленные на стороне производства и транспортировки электроэнергии, то есть в сегменте “до счетчика” (*front of the meter*). В англоязычной литературе такие системы принято называть *large-scale battery energy storage system (BESS)*, СНЭ масштаба коммунальных служб (*utility-scale BESS*) или СНЭ масштаба электросети (*grid-scale BESS*), в русскоязычных источниках также встречается термин инфраструктурные СНЭ. При этом аккумуляторные СНЭ также активно используются и конечными потребителями электроэнергии – домохозяйствами, коммерческими и промышленными предприятиями, то есть “после счетчика” (*behind the meter*). В основном это относительно небольшие распределенные системы, устанавливаемые в дополнение к солнечным панелям на крышах зданий.

² Расчет выполнен исходя из средневзвешенной емкости аккумуляторов для электромобилей в августе 2023 г. 62.5 кВт·ч и коэффициента емкости к мощности на уровне 4 Вт·ч/Вт.

³ Помимо ветровой и фотоэлектрической солнечной энергетике к переменным ВИЭ также относят русловые ГЭС с небольшим объемом водохранилища, бесплотинные ГЭС и морскую энергетику – приливные и волновые электростанции.

а также определение перспектив дальнейшего продвижения аккумуляторных технологий хранения энергии как важного источника энергетической гибкости в электроэнергетике. Учитывая, что использование аккумуляторных СНЭ в электроэнергетике в значительных объемах – явление относительно новое, эта тема остается недостаточно изученной как в отечественной, так и в зарубежной литературе. При этом продолжающейся быстрый рост объемов и доли солнечной и ветровой электрогенерации в странах – лидерах энергоперехода в обозримой перспективе будет способствовать опережающему росту потребности этих стран в увеличении уровня гибкости в электроэнергетике, что делает изучение перспектив аккумуляторных СНЭ на этом направлении особенно актуальным.

КРУПНОМАСШТАБНЫЕ АККУМУЛЯТОРНЫЕ СНЭ КАК НОВЫЙ ИСТОЧНИК ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ГИБКОСТИ

Потребность в развитии крупномасштабных аккумуляторных СНЭ обусловлена в первую очередь тем, что альтернативных источников энергетической гибкости недостаточно для надежной и безопасной интеграции значительных объемов переменных возобновляемых источников энергии в энергосистему, не говоря уже о полной декарбонизации электроэнергетики. Однако, прежде чем перейти к исследованию перспектив аккумуляторных СНЭ как нового источника энергетической гибкости, необходимо кратко рассмотреть основные ее источники. В научной литературе и прикладных исследованиях принято выделять четыре группы таких источников: 1) диспетчеризуемая генерация, 2) технологии управления спросом на электроэнергию, 3) электросети и межсетевые связи и 4) системы накопления энергии, к которым относятся и анализируемые в настоящей статье аккумуляторные СНЭ⁴ [1].

Электростанции на ископаемом топливе, а также гидроэлектростанции (ГЭС) и электростанции на биотопливах повышают гибкость энергосистемы за счет резервных мощностей по генерации электроэнергии, которые можно задействовать для увеличения выработки в периоды снижения генерации на солнечных и ветровых электростанциях. Для этого в часы пикового спроса на электроэнергию часто используются газотурбинные установки открытого цикла, отличающиеся высокой скоростью отклика.

Однако использование ископаемых топлив для компенсации провалов в солнечной и ветровой генерации противоречит климатическим стратегиям стран, стремящихся к полной или практически полной декарбонизации своей электроэнергетики, в первую очередь государств Европейского союза и Великобритании. Кроме того, по мере увеличения доли возобновляемой энергетики в этих странах, электростанции на ископаемых топливах все большую часть времени будут простаивать, поэтому поддержание этих мощностей в работоспособном состоянии для использования исключительно в качестве источника энергетической гибкости потребует дополнительных затрат.

Технологии управления спросом также являются перспективным источником энергетической гибкости. Значительный потенциал на этом направлении связан с распространением “умных” (автоматизированных) электроприборов, включающихся в периоды снижения цен на электроэнергию, а также технологий двустороннего использования электромобилей (*vehicle-to-grid*). Эти решения позволяют сместить потребление электроэнергии в бытовом, коммерческом и промышленном секторах на периоды высокой выработки из солнечных и ветровых источников. Однако реализация данного потенциала потребует широкого внедрения дорогостоящей инфраструктуры, способной оперативно реагировать на ценовые сигналы, а также механизмов динамического ценообразования для конечных потребителей. К этой же группе источников энергетической гибкости относится и развитие распределенных аккумуляторных СНЭ в дополнение к объектам возобновляемой генерации на стороне конечных потребителей электроэнергии, что позволяет последним сократить объемы получения ее из электросети.

⁴ *Introduction to System Integration of Renewables*. International Energy Agency (IEA). 2020. Available at: <https://www.iea.org/reports/introduction-to-system-integration-of-renewables> (accessed 24.12.2024).

Расширение инфраструктуры транспортировки электроэнергии также способствует повышению гибкости энергосистемы, позволяя перераспределять электропоток из регионов с профицитом генерации в регионы с временным дефицитом, вызванным в том числе неблагоприятными метеоусловиями. Вместе с тем развитие электросетей требует значительных капитальных вложений. Создание международных сетевых интерконнекторов также позволяет компенсировать внутренние дисбалансы за счет экспорта и импорта электроэнергии. Однако полагаться на трансграничные перетоки как на основной источник гибкости могут себе позволить лишь небольшие страны и только при наличии избыточной гибкости у соседних государств, что, к тому же, требует решения вопроса обеспечения энергетической безопасности.

В группе технологий хранения энергии существует множество различных инструментов, однако вплоть до конца 2010-х годов единственными широко используемыми были гидроаккумулирующие электростанции (ГАЭС), а затем началось быстрое внедрение крупномасштабных аккумуляторных СНЭ. Все остальные технологии этой группы пока находятся на стадиях разработки, тестирования или ограниченного практического применения. При этом в 2023 г. совокупная установленная мощность крупномасштабных аккумуляторных СНЭ в мире составляла уже почти треть от совокупной мощности ГАЭС, в то время как в 2019 г. этот показатель не превышал 3%⁵. По прогнозу Международного энергетического агентства (МЭА), в 2030 г. аккумуляторные СНЭ в мире в целом станут основной формой хранения энергии и по совокупной установленной мощности будут превосходить ГАЭС в 2.3–3.4 раза в зависимости от сценария⁶.

ГАЭС использует излишки электроэнергии для закачки воды в верхнее водохранилище с целью последующего ее сброса и генерации электроэнергии в периоды дефицита. Однако возможности ГАЭС недостаточны для обеспечения энергетической гибкости на уровне, необходимом для интеграции в энергосистему значительных объемов переменных ВИЭ. Новые ГАЭС могут быть построены только в подходящих для этого географических локациях, их возведение сопряжено с типичными для гидроэлектростанций экологическими рисками, а также требует значительных инвестиций. Более того, чем дальше располагается ГАЭС от магистральных ЛЭП, соединяющих основные центры производства и потребления электроэнергии, тем выше дополнительные потери при ее транспортировке.

Важным преимуществом аккумуляторных СНЭ перед ГАЭС являются их модульность и отсутствие жесткой привязки к подходящим геологическим условиям, поскольку они могут быть установлены в оптимальных для этого сегментах электросети и в необходимой конфигурации по совокупной мощности. Кроме того, аккумуляторные СНЭ характеризуются высокой скоростью переключения режимов работы между потреблением и отдачей электроэнергии, а также могут выполнять множество других технических услуг по повышению качества энергоснабжения, включая регулирование частоты электрического тока [3; 4]. С другой стороны, аккумуляторные СНЭ имеют и ряд недостатков, которые также зависят от типа используемых аккумуляторов. Они будут проанализированы ниже.

ДИНАМИКА И ФАКТОРЫ ПРОДВИЖЕНИЯ АККУМУЛЯТОРНЫХ СНЭ

Продвижение крупномасштабных аккумуляторных СНЭ пока сконцентрировано в ограниченном числе стран. В пятерку крупнейших государств по объему установленных мощностей в этом секторе по состоянию на конец 2023 г. вошли Китай (27.1 ГВт), США (15.8), Великобритания (3.6), Австралия (1.8) и Германия (1.7 ГВт) (табл. 1).

⁵ Рассчитано по данным *Statistical Review of World Energy 2024*. Energy Institute. Available at: <https://www.energyinst.org/statistical-review> (accessed 24.12.2024) и [2].

⁶ *Global Installed Energy Storage Capacity by Scenario, 2023 and 2030*. IEA. 25.04.2024. Available at: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-installed-energy-storage-capacity-by-scenario-2023-and-2030> (accessed 25.12.2024).

Таблица 1. Динамика накопленной мощности крупномасштабных аккумуляторных СНЭ в мировой электроэнергетике, ГВт
Table 1. Dynamics of Cumulative Large-Scale Battery Energy Storage Systems Capacity in the Global Power Sector, GW

	2015	2019	2020	2021	2022	2023
Китай	0.1	0.4	0.8	1.8	7.8	27.1
США	0.4	1.1	1.7	5.1	9.3	15.8
Великобритания	0.0	0.8	1.0	1.7	2.3	3.6
Австралия	0.0	0.3	0.4	0.7	0.9	1.8
Германия	0.0	0.5	0.6	0.7	1.3	1.7
Южная Корея	0.1	0.3	0.8	1.0	1.0	1.0
Япония	0.1	0.2	0.3	0.3	0.3	0.6
Ирландия	0.0	0.0	0.0	0.2	0.3	0.4
Канада	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.4
ЮАР	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3
Чили	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2
ОАЭ	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1
прочие страны	0.1	0.2	0.3	0.7	1.6	2.7
мир	0.9	4.1	6.1	12.5	25.2	55.7

Источник: рассчитано автором по данным *Statistical Review of World Energy 2024*⁷.

Накопленные мощности крупномасштабных аккумуляторных СНЭ в странах-лидерах составляют уже значительную долю от совокупных генерирующих мощностей солнечных и ветровых электростанций. В 2023 г. этот показатель в Великобритании достиг 7.9%, в США – 5.5%, Китае – 2.6% (табл. 2). При этом в ближайшие годы процесс ускоренного внедрения аккумуляторов продолжится быстрыми темпами. По прогнозу МЭА, к 2030 г. накопленные мощности крупномасштабных аккумуляторных СНЭ в мире вырастут в зависимости от сценария на 531–947 ГВт относительно уровня 2023 г. Для сравнения, МЭА ожидает прирост мощностей ГАЭС за тот же период в диапазоне 68–112 ГВт⁸.

Таблица 2. Страновая структура установленной мощности крупномасштабных аккумуляторных СНЭ в мире в 2023 г.
Table 2. Country Breakdown of Installed Capacity of Large-Scale Battery Energy Storage Systems Worldwide in 2023

	Мощность крупномасштабных аккумуляторных СНЭ		Доля от совокупной мощности по генерации э/э, %	Доля от мощностей в ветровой и солнечной энергетике, %
	ГВт	% мирового показателя		
Китай	27.1	48.6	1.0	2.6
США	15.8	28.3	1.3	5.5
Великобритания	3.6	6.5	3.5	7.9
Австралия	1.8	3.2	1.7	4.0
Германия	1.7	3.1	0.7	1.1
Южная Корея	1.0	1.8	0.7	3.5
Япония	0.6	1.0	0.2	0.6
Ирландия	0.4	0.8	3.7	7.9
Канада	0.4	0.7	0.3	1.7

⁷ *Statistical Review of World Energy 2024*. Energy Institute. Available at: <https://www.energyinst.org/statistical-review> (accessed 24.12.2024).

⁸ *Global Installed Energy Storage Capacity by Scenario, 2023 and 2030*. IEA. 25.04.2024. Available at: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-installed-energy-storage-capacity-by-scenario-2023-and-2030> (accessed 25.12.2024).

ЮАР	0.3	0.5	0.5	3.1
Чили	0.2	0.3	0.5	1.3
ОАЭ	0.1	0.2	0.2	1.9
прочие страны	2.7	4.9	0.1	0.4
мир	55.7	100	0.6	2.3

Источник: рассчитано автором по данным *Statistical Review of World Energy 2024*⁹.

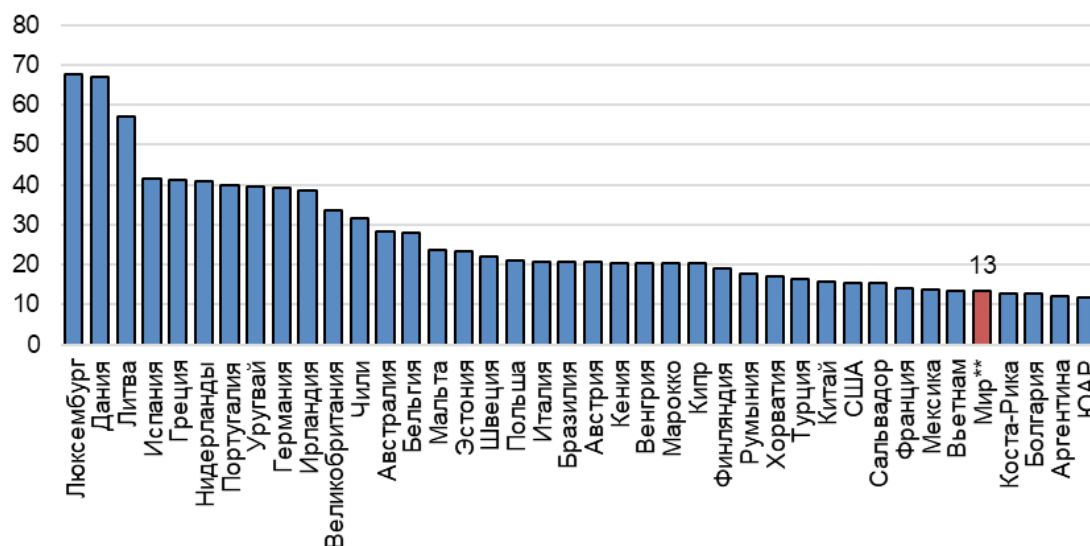
Продвижению крупномасштабных аккумуляторных СНЭ способствуют три основных фактора. Во-первых, рост доли переменных ВИЭ в генерации электроэнергии, во-вторых, значительное снижение себестоимости производства и цен литий-ионных аккумуляторов, в-третьих, целенаправленная государственная политика по поддержке внедрения этих технологий в электроэнергетике.

Развитие переменных ВИЭ

Наиболее высоких показателей по доле переменных ВИЭ в электроэнергетике достигли страны Европейского союза (рис. 1). В Люксембурге и Дании в 2023 г. доля солнечных и ветровых электростанций в совокупной электрогенерации составила 68% и 67% соответственно, в Литве – 57%. При этом основным источником энергетической гибкости в этих небольших по абсолютному объему потребления электроэнергии странах выступает внешняя торговля электроэнергией с соседними государствами. Дания в 2023 г. импортировала 54% объема потребления электроэнергии и экспортировала 45%. Литва и Люксембург в том же году импортировали 82% и 76% потребленной электроэнергии соответственно. Проведенный в работе [5] анализ по 11 государствам Северной Европы показал, что корреляция между периодами низкой генерации солнечной и ветровой энергии между странами невысокая (в диапазоне 0.3–0.4), что позволяет существенно повысить гибкость энергосистемы с большой долей переменных ВИЭ за счет объединения энергосетей.

Рисунок 1. Доля солнечных и ветровых электростанций в совокупной генерации электроэнергии в 2023 г., %*

Figure 1. Share of Solar and Wind in Total Electricity Generation in 2023, %*



Источник: рассчитано автором по данным *Yearly Electricity Data*¹⁰.

* – приведены данные по странам, где представленный показатель превышает 10% (39 из 85 стран и территорий, включенных в исходную базу данных *EMBER*).

** – расчет по 85 странам и территориям.

⁹ *Statistical Review of World Energy 2024*. Energy Institute. Available at: <https://www.energyinst.org/statistical-review> (accessed 24.12.2024).

¹⁰ *Yearly Electricity Data*. EMBER. Available at: <https://ember-energy.org/data/yearly-electricity-data/> (accessed 24.12.2024).

В Испании, Греции, Нидерландах, Португалии, Германии и Ирландии доля солнечных и ветровых электростанций в совокупной электрогенерации в 2023 г. находилась в диапазоне 39–41%, в Великобритании – 34%. При этом крупные страны не могут в значительной степени полагаться на внешнюю торговлю электроэнергией и вынуждены наращивать другие источники энергетической гибкости, в первую очередь аккумуляторные СНЭ. Например, в Германии объемы импорта и экспорта электроэнергии в 2023 г. составили 11% и 9% потребления соответственно, что значительно ниже показателей, наблюдаемых в небольших странах ЕС.

В США в целом доля переменных ВИЭ в совокупной генерации электроэнергии в 2023 г. составила 16%. Однако в ряде штатов уровень проникновения солнечной и ветровой генерации существенно превышает среднее значение по стране. В Калифорнии и Техасе – лидерах по продвижению систем накопления энергии – этот показатель в 2023 г. составил 38 и 28% соответственно¹¹.

Удешевление технологий литий-ионных аккумуляторов

По данным Международного агентства по возобновляемым источникам энергии (*International Renewable Energy Agency, IRENA*), стоимость полностью установленного и введенного в эксплуатацию проекта по хранению энергии на основе аккумуляторов в глобальном масштабе снизилась на 89% с 2511 долл. за кВт·ч в 2010 г. до 273 долл. за кВт·ч в 2023 г., что было обусловлено значительным повышением эффективности процессов производства батарей за счет технологического прогресса и эффекта масштаба¹².

Практически все установленные аккумуляторные СНЭ используют литий-ионные аккумуляторы¹³. Главным драйвером развития этих технологий остается быстрорастущий спрос на литий-ионные батареи со стороны производителей электромобилей. По данным *Bloomberg NEF*, индикативная цена литий-ионных батарей в расчете на 1 кВт·ч емкости снизилась с 1100 долл. в 2011 г. до 189 долл. в 2019 г. и 115 долл. в 2024 г. При этом потенциал для дальнейшего снижения цен еще не исчерпан. *Bloomberg* ожидает, что в 2026 г. этот показатель опустится ниже 100 долл., а в 2030 г. – ниже 70 долл.¹⁴

Регулирование и меры финансовой поддержки

Важнейшую роль в продвижении крупномасштабных аккумуляторных СНЭ играет целенаправленная государственная политика в США, Европе и КНР, включая как специальное регулирование электроэнергетического сектора, так и меры финансовой поддержки на стороне потребления и производства таких систем.

Более того, в силу технической сложности и высоких требований к надежности и бесперебойности функционирования сектор электроэнергетики, как правило, сильно зарегулирован. Технические параметры энергоснабжения и режимы работы генерирующих электростанций и сетевой инфраструктуры должны быть детально прописаны в нормативных документах [6; 7]. Поэтому включение аккумуляторных систем хранения в электросеть без разработки или корректировки соответствующих правил и процедур в большинстве случаев невозможно.

Федеральная комиссия по регулированию энергетики **США** (*Federal Energy Regulatory Commission, FERC*) с конца 2010-х годов проводит последовательную реформу рынков электроэнергии с целью повышения их эффективности благодаря интеграции в него крупномасштабных аккумуляторных СНЭ и оптимальному использованию этих систем.

¹¹ Рассчитано по базе данных: *Electric Power Annual*. U.S. Energy Information Administration. Available at: <https://www.eia.gov/electricity/annual/> (accessed 25.12.2024).

¹² *Renewable Power Generation Costs in 2023*. International Renewable Energy Agency. 2024. Available at: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf (accessed 10.01.2025).

¹³ *A 2024 Update on Utility-Scale Energy Storage Procurements*. Morgan Lewis. 04.03.2024. Available at: <https://www.morganlewis.com/pubs/2024/03/an-update-on-utility-scale-energy-storage-procurements> (accessed 16.01.2025).

¹⁴ *Electric Vehicle Battery Packs See Biggest Price Drop Since 2017*. *Bloomberg*, 10.12.2024. Available at: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2024-12-10/electric-vehicle-battery-packs-see-biggest-price-drop-since-2017> (accessed 16.01.2025).

В 2018 г. *FERC* приняла Постановление № 841, направленное на устранение барьеров для участия систем накопления энергии мощностью более 100 кВт в оптовых рынках мощности, энергии и вспомогательных услуг, управляемых региональными операторами передачи электроэнергии. Это постановление обязало последних разработать модели для интеграции таких ресурсов в оптовые рынки электроэнергии с учетом физических и операционных особенностей работы аккумуляторов.

Принятие в 2022 г. масштабного Закона о снижении инфляции (*Inflation Reduction Act, IRA*) предоставило энергетическим компаниям США значительные финансовые стимулы для внедрения крупномасштабных аккумуляторных СНЭ. *IRA* распространил инвестиционные налоговые кредиты (*Investment Tax Credits, ITC*) на отдельно стоящие аккумуляторные СНЭ. Ранее компании могли получить налоговые кредиты только в отношении СНЭ, установленных непосредственно на солнечных и ветровых электростанциях в рамках *ITC* для этих электростанций. Базовая ставка *ITC* составляет 30% капитальных затрат. При этом ставка *ITC* увеличивается на 10% для проектов, использующих произведенные в США материалы и компоненты, и еще на 10% для проектов, расположенных в пострадавших от упадка угольной и других традиционных отраслей районах¹⁵.

Также значительные усилия в области продвижения технологий хранения энергии предприняты в США на уровне отдельных штатов. По состоянию на март 2024 г. количественные цели по внедрению крупномасштабных аккумуляторных СНЭ в электроэнергетике были установлены в 11 штатах, включая Калифорнию¹⁶. Кроме того, многие штаты обязали энергетические компании включить системы накопления энергии в свои долгосрочные планы развития.

Анализ планов американских электроэнергетических компаний по введению новых мощностей по генерации и хранению электроэнергии, о которых они обязаны регулярно отчитываться регуляторам, показывает, что по итогам 2024 г. совокупная мощность крупномасштабных аккумуляторных СНЭ увеличилась почти в два раза до 30 ГВт, а к концу 2027 г. вырастет минимум до 64 ГВт¹⁷.

В **Европе** к настоящему времени запустить процесс внедрения крупномасштабных аккумуляторных СНЭ удалось только Великобритании и Ирландии, при этом энергосистема последней интегрирована в единый межюрисдикционный рынок электроэнергии Ирландии и Северной Ирландии (Великобритания).

Великобритания уже в значительной степени реформировала свои рынки мощности и электроэнергии для устранения барьеров для интеграции СНЭ на базе аккумуляторов. По состоянию на конец 2023 г. портфель разрабатываемых проектов по установке новых крупномасштабных аккумуляторных СНЭ здесь насчитывал 22 ГВт (за исключением спекулятивных проектов), большинство из которых должны быть введены в эксплуатацию до 2030 г., что более чем в шесть раз превышает объем уже установленных мощностей¹⁸.

Продвижение аккумуляторных СНЭ в странах ЕС, за исключением Ирландии, пока идет медленными темпами, главным образом из-за отсутствия необходимого регулирования. С 2022 г. в ответ на энергетический кризис Евросоюз пытается реформировать свои рынки электроэнергии, в том числе с целью ускорить продвижение ВИЭ. Учитывая уже

¹⁵ *The IRA at a Year and a Half: IRS Guidance and Impact on the Energy Storage Industry*. Morgan Lewis. 04.03.2024. Available at: <https://www.morganlewis.com/pubs/2024/03/the-ira-at-a-year-and-a-half-irs-guidance-and-impact-on-the-energy-storage-industry> (accessed 14.01.2025).

¹⁶ *State by State: A Roadmap Through the Current US Energy Storage Policy Landscape*. Morgan Lewis. 04.03.2024. Available at: https://www.morganlewis.com/pubs/2024/03/state-by-state-a-roadmap-through-the-current-us-energy-storage-policy-landscape#_ftnref8 (accessed 14.01.2025).

¹⁷ Рассчитано по данным: *Preliminary Monthly Electric Generator Inventory (Based on Form EIA-860M as a Supplement to Form EIA-860)*. Available at: <https://www.eia.gov/electricity/data/eia860m/> (accessed 25.12.2024).

¹⁸ McCorkindale M. Massive Growth Potential Continues for Battery Storage in UK and Ireland, Co-Location Emerging. *Energy Storage News*, 28.06.2024. Available at: <https://www.energy-storage.news/massive-growth-potential-continues-for-battery-storage-in-uk-and-ireland-co-location-emerging/> (accessed 25.12.2024).

высокий уровень проникновения переменных ВИЭ во многих странах ЕС, а также их значительные климатические обязательства и планы по дальнейшей декарбонизации электроэнергетики, в ближайшие годы можно ожидать расширения использования систем накопления энергии в электроэнергетике, в первую очередь аккумуляторных СНЭ. В 2022 г. Еврокомиссия выделила 3 млрд евро из Фонда инноваций для финансирования крупных проектов в области декарбонизации, и часть этих средств может быть направлена на внедрение аккумуляторных СНЭ¹⁹.

В марте 2023 г. Еврокомиссия выпустила “Рекомендации по хранению энергии”, в числе которых: 1) устранение имеющейся на части европейских энергетических рынков практики двойного налогообложения для СНЭ, когда покупка электроэнергии и ее продажа рассматриваются как отдельные виды деятельности; 2) упрощение и ускорение процессов получения разрешений на ввод новых СНЭ в эксплуатацию; 3) идентификация пробелов в финансировании и создание механизмов для предсказуемости доходов; 4) увеличение возможностей для СНЭ по извлечению прибыли за счет оказания набора услуг; 5) обеспечение прозрачности данных о ценах на электроэнергию, перегрузках сетей и текущих мощностях по хранению энергии; 6) обязательная оценка странами ЕС будущих потребностей в уровне гибкости энергосистемы в кратко-, средне- и долгосрочном периодах²⁰. Имплементация этих рекомендаций будет стимулировать внедрение аккумуляторов в энергетике стран ЕС.

Китай активно развивает аккумуляторные СНЭ, рассматривая их как ключевую технологию для поддержки растущего сектора возобновляемой энергетики. При этом он продолжит наращивать мощности солнечных и ветровых электростанций для сокращения своей зависимости от импорта энергоресурсов и поддержания локальных производителей соответствующего оборудования. Дополнительным фактором продвижения крупномасштабных аккумуляторных СНЭ в электроэнергетике КНР является стремление удерживать ведущие позиции на мировом рынке литий-ионных батарей. Более того, строительство аккумуляторных СНЭ в КНР обходится дешевле, чем в США и ЕС, которые в значительной степени используют импортируемые из КНР аккумуляторы²¹.

Внедрение систем накопления энергии в Китае происходит в первую очередь за счет государственных инициатив. В июле 2021 г. Национальная комиссия по развитию и реформам (*National Development and Reform Commission, NDRC*) и Национальное энергетическое управление (*National Energy Administration, NEA*) совместно опубликовали “Руководство по ускорению развития новых типов накопления энергии”, согласно которому к 2025 г. планировалось установить 30 ГВт новых мощностей по хранению энергии (исключая ГАЭС). При этом региональные власти, вдохновленные центральной политикой, также разработали планы по внедрению таких систем в сумме на 60 ГВт мощности к 2025 г., что вдвое больше национальной цели.

По состоянию на конец сентября 2024 г. в Китае было установлено 55.2 ГВт крупномасштабных систем накопления энергии нового типа, из которых 53.4 ГВт приходится на литий-ионные аккумуляторы, что вплотную приблизилось к установленной мощности ГАЭС (55.4 ГВт)²².

¹⁹ Commission Invests €3 Billion in Innovative Clean Tech Projects to Deliver on REPowerEU and Accelerate Europe's Energy Independence from Russian Fossil Fuels. European Commission. 03.11.2022. Available at: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/%20en/ip_22_6489 (accessed 25.12.2024).

²⁰ Hyung-Ja de Zeeuw. A Big Push for Energy Storage in Europe. Rabobank. 23.03.2023. Available at: <https://www.rabobank.com/knowledge/d011356059-a-big-push-for-energy-storage-in-europe> (accessed 25.12.2024).

²¹ Renewable Power Generation Costs in 2023. International Renewable Energy Agency. 2024. Available at: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf (accessed 10.01.2025).

²² Summary of Global Energy Storage Market Tracking (Q3 2024). China's Energy Storage Alliance. 16.11.2024. Available at: <https://en.cnesa.org/latest-news/2024/11/15/cnesa-officially-released-2024-q3-energy-storage-market-data> (accessed 10.01.2025).

ПЕРСПЕКТИВЫ ТЕХНОЛОГИИ ЛИТИЙ-ИОННЫХ АККУМУЛЯТОРОВ

В настоящее время аккумуляторные СНЭ уже стали конкурентоспособными в странах с высоким уровнем проникновения солнечной и ветровой энергетики, где регулятивная среда и механизмы работы рынка электроэнергии не препятствуют или прямо способствуют полноценной интеграции этих систем. Так, в Великобритании это справедливо не только для СНЭ, привязанных к солнечным и ветровым электростанциям, но и для отдельно стоящих систем, зарабатывающих на ценовом арбитраже и оказании услуг по балансировке и регулированию частоты электрического тока и других технических параметров электросети.

Технология литий-ионных аккумуляторов среди аккумуляторных СНЭ является доминирующей, и ее закрепление будет усиливаться по мере дальнейшего внедрения этих систем и развития методов их вторичной переработки и переиспользования. При этом параллельное развитие нескольких вариантов химической структуры этих аккумуляторов повышает устойчивость технологий аккумуляторных СНЭ к рискам перебоев в поставке и значительного роста цен на используемые при их производстве сырьевые товары. В последние годы все большую долю рынка завоевывают железофосфатные (*LFP*) литий-ионные аккумуляторы, производство которых не требует кобальта, никеля и марганца.

Однако литий-ионные аккумуляторы имеют и ряд ограничений. Одна из ключевых проблем – сложность переработки и вторичного использования этих систем. Кроме того, деградация аккумуляторов после определенного числа циклов заряда приводит к снижению их производительности. Производство аккумуляторов, включая добычу и переработку необходимых ресурсов, сопряжено с высоким уровнем выбросов парниковых газов и иными экологическими последствиями и рисками, включая загрязнение водных ресурсов [8]. Эксплуатация литий-ионных аккумуляторных СНЭ осложняется угрозами взрывов и пожаров [9], а также требует специальных мер по обеспечению кибербезопасности [10]. В 2021–2024 гг. на крупномасштабных аккумуляторных СНЭ по всему миру произошло 45 значительных аварий, оказавших широкое воздействие на общественное здоровье и безопасность, из них девять имели место в крупнейших системах мощностью 100 МВт и более²³.

В декабре 2024 г. КНР ввела запрет на экспорт в США ряда критически важных материалов, включая галлий, германий, сурьму и сверхтвердые материалы. Для графита, необходимого компонента литий-ионных аккумуляторов, были установлены более строгие процедуры оценки конечных пользователей. При этом доля Китая в мировой добыче природного графита в 2023 г. составила 74%. Однако эти действия Пекина нацелены скорее на усиление собственных переговорных позиций в более широком торгово-экономическом противостоянии с Вашингтоном, основное поле которого находится в области технологий и оборудования для производства продвинутой полупроводниковой продукции [11]. Более того, КНР не заинтересована во введении полного запрета экспорта графита в США, поскольку это приведет к поиску альтернативных источников этого сырья и более устойчивых и независимых цепочек поставок.

При этом параллельно развиваются и альтернативные литий-ионным аккумуляторные технологии. В частности, находятся на достаточно продвинутой стадии разработки натрий-ионные батареи, демонстрирующие потенциал для применения в сегменте внутридневного хранения энергии. Перспективы их широкого внедрения будут определяться соотношением стоимости и эффективности по сравнению с существующими технологиями.

ПРОБЛЕМА ДОЛГОСРОЧНОГО ХРАНЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Современные литий-ионные аккумуляторы, работая на полной мощности, способны накапливать электроэнергию на срок до четырех часов и могут обеспечить только

²³ *Insights from EPRI's Battery Energy Storage Systems (BESS) Failure Incident Database. Analysis of Failure Root Cause.* EPRI. 2024. Available at: <https://www.epri.com/research/products/000000003002030360> (accessed 10.01.2025).

внутридневное ее хранение. Однако по мере увеличения доли переменных ВИЭ в структуре электрогенерации будут требоваться системы, способные обеспечить более длительное хранение энергии на срок от 10 часов, вплоть до межсезонного [12; 13].

В настоящее время еще не найдена коммерчески окупаемая технология, способная обеспечить длительное безопасное хранение электроэнергии. У СНЭ аккумуляторного типа, но на базе технологий, отличных от литий-ионных, есть значительный потенциал на промежутке от 10 до 150 часов. В частности, уже хорошо исследованы и апробированы ванадиевые окислительно-восстановительные проточные батареи, которые могут хранить значительные объемы заряженного электролита. Однако высокая стоимость ванадиевого электролита сдерживает их распространение [14]. Разрабатываются также и технологии проточных батарей с электролитами других типов, включая органический, но они еще далеки от стадии коммерческого использования [15].

Альтернативные технологии длительного хранения энергии, в том числе гравитационных систем и систем на сжатом воздухе, все еще находятся на стадии разработки и демонстрационных проектов [16] и в силу своей специфики будут, по всей видимости, иметь лишь ограниченное применение.

Для сроков хранения в течении 150 часов и более, которые характеризуются как очень длительные, аккумуляторные СНЭ значительно уступают системам на базе водорода и синтетического метана, которым пока нет альтернатив²⁴. Однако сегодня эти технологии не являются коммерчески окупаемыми, и их разработка опирается на государственное финансирование [17].

Основным драйвером поиска и разработки новых технологий длительного хранения энергии выступает государственная поддержка, которая оказывается частным компаниям и научным институтам. При этом в этот процесс все больше вовлекается частный венчурный капитал [4].

Министерство энергетики США в 2017–2020 гг. направило 1.6 млрд долл. на финансирование научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ в сфере систем накопления энергии²⁵. В 2020 г. в США стартовала программа *Energy Storage Grand Challenge*, направленная на усиление позиций американских компаний в широком спектре технологий хранения энергии. В 2022 г. была объявлена инициатива *Storage Innovations 2030*, цель которой – поиск дешевых технологий долгосрочного хранения энергии.

В октябре 2024 г. правительство Великобритании объявило о введении программы поддержки для систем длительного хранения энергии с механизмом “ограничение сверху и снизу” (*cap-and-floor*)²⁶. Цель программы – стимулировать строительство и ввод в эксплуатацию новых систем длительного хранения для поддержки возобновляемой энергетики и повышения энергетической безопасности страны. Компаниям будет гарантирован минимальный доход в обмен на ограничение максимальной выручки, что призвано привлечь частные инвестиции, обеспечив покрытие базовых расходов таких проектов. Программа будет иметь два направления: одно для “зрелых” технологий (ГАЭС), другое – для инновационных, таких как криогенные системы хранения энергии, системы на сжатом воздухе и проточные батареи.

Китай в течение 13-й пятилетки (2016–2020 гг.) направил на финансирование исследований и разработок в области аккумуляторных технологий 1.8 млрд юаней (250 млн долл. США), в том числе 450 млрд (60 млн долл.) в области аккумуляторов для

²⁴ Bettoli A., Linder M., Naucler T., Noffsinger J., Sengupta S., Tai H., van Gendt G. *Net-Zero Power: Long-Duration Energy Storage for a Renewable Grid*. McKinsey & Company. 2021. Available at: <https://www.mckinsey.com/capabilities/sustainability/our-insights/net-zero-power-long-duration-energy-storage-for-a-renewable-grid> (accessed 17.01.2025).

²⁵ *Energy Storage Grand Challenge Roadmap*. U.S. Department of Energy. 2020. Available at: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/12/f81/Energy%20Storage%20Grand%20Challenge%20Roadmap.pdf> (accessed 17.01.2025).

²⁶ *UK Launches Effort for First New Long-Duration Energy Storage in 40 Years*. 10.10.2024. Available at: <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/energy-transition/101024-uk-launches-effort-for-first-new-long-duration-energy-storage-in-40-years> (accessed 17.01.2025).

электроэнергетики. В 14-м пятилетнем плане на 2021–2025 гг. было заявлено об увеличении поддержки развития аккумуляторных СНЭ с целью достижения целей по пиковым выбросам углерода и углеродной нейтральности [18].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Проведенное исследование позволяет сделать вывод, что в обозримом будущем в сегменте внутридневного хранения электроэнергии будут доминировать аккумуляторные СНЭ на базе литий-ионных батарей, хотя установленные мощности ГАЭС как традиционного источника гибкости энергосистем также будут расти, но значительно меньшими темпами. США, Великобритании и Ирландии в силу специального реформирования рынков электроэнергии уже удалось запустить быстрый рост мощностей аккумуляторных СНЭ в электроэнергетике. Китай за счет государственных программ также активно внедряет эти технологии. В ближайшие годы можно ожидать развитие этого процесса и в других странах Европы с высоким проникновением солнечной и ветровой электрогенерации.

Сегодня СНЭ на базе литий-ионных аккумуляторов во многих случаях являются наиболее конкурентоспособным источником энергетической гибкости на внутридневном временном интервале по сравнению с доступными альтернативами. Более того, ожидаемое дальнейшее их продвижение продолжит укреплять позиции технологий литий-ионных аккумуляторов за счет ввода новых производственных мощностей, оптимизации цепочек поставок, а также развития сектора их переработки и вторичного использования.

Однако по мере дальнейшего наращивания доли переменных ВИЭ в совокупной генерации электроэнергии потребность в энергетической гибкости будет быстро возрастать. Поэтому ожидаемое продвижение крупномасштабных систем накопления энергии на базе литий-ионных аккумуляторов не притормозит ни поиск альтернативных технологий хранения энергии, ни внедрение альтернативных источников энергетической гибкости. Более того, для полной декарбонизации сектора электроэнергетики потребуется достижение значительных технологических прорывов в технологиях длительного хранения энергии, включая сезонное.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ / REFERENCES

1. Холкин Д., Чаусов И., Баркин О. Управление энергетической гибкостью в России и мире. *Энергетическая политика*, 2022, № 11(177), сс. 42-55. [Kholkin D., Chausov I., Barkin O. Managing Energy Flexibility in Russia and the World. *Energy Policy*, 2022, no. 11(177), pp. 42-55. (In Russ.)] DOI: 10.46920/2409-5516_2022_11177_42
2. Масленников А.О. Аккумуляторные системы хранения энергии как game changer в перестройке мировой электроэнергетики. *Контуры глобальных трансформаций: политика, экономика, право*, 2022, т. 16, № 1, сс. 102-127. [Maslennikov A.O. Battery Energy Storage Systems as a Game Changer in the Transformation of Global Power Industry. *Outlines of Global Transformations: Politics, Economics, Law*, 2022, vol. 15, no. 1, pp. 102-127. (In Russ.)] DOI: 10.23932/2542-0240-2022-15-1-5
3. Бушуев В., Новиков Н. Инфраструктурные накопители в энергетике. *Энергетическая политика*, 2020, № 10(152), сс. 74-89. [Bushuev V., Novikov N. Infrastructure Storage in the Energy Sector. *Energy Policy*, 2020, no. 10 (152), pp. 74-89. (In Russ.)] DOI: 10.46920/2409-5516_2020_10152_74
4. Зырянов В.М., Кирьянова Н.Г., Коротков И.Ю., Нестеренко Г.Б., Пранкевич Г.А. Системы накопления энергии: российский и зарубежный опыт. *Энергетическая политика*, 2020, № 6(148), сс. 76-87. [Zyryanov V.M., Kir'yanova N.G., Korotkov I.Yu., Nesterenko G.B., Prankevich G.A. Energy Storage Systems: Russian and International Experience. *Energy Policy*, 2020, no. 6(148), pp. 76-87. (In Russ.)]. Available at: <https://energypolicy.ru/sistemy-nakopleniya-energii-rossijsk/energetika/2020/16/18/> (accessed 10.01.2025).
5. Li B., Basu S., Watson S.J., Russchenberg H.W.J. A Brief Climatology of Dunkelflaute Events over and Surrounding the North and Baltic Sea Areas. *Energies*, 2021, vol. 14, no. 20, 6508. DOI: 10.3390/en14206508
6. Faunce T.A., Prest J., Su D., Hearne S.J., Iacopi F. On-Grid Batteries for Large-Scale Energy Storage: Challenges and Opportunities for Policy and Technology. *MRS Energy & Sustainability*, 2018, vol. 5, no. 10. DOI: 10.1557/mre.2018.11
7. Hesse H.C., Schimpe M., Kucevic D., Jossen A. Lithium-Ion Battery Storage for the Grid. A Review of Stationary Battery Storage System Design Tailored for Applications in Modern Power Grids. *Energies*, 2017, vol. 10, no. 12. DOI: 10.3390/en10122107
8. Abdelkareem M.A., Ayoub M., Khuri S., Alami A.H., Sayed E.T., Deepa T.D., Olabi A.G. Environmental Aspects of Batteries. *Sustainable Horizons*, 2023, vol. 8. DOI: 10.1016/j.horiz.2023.100074

9. Conzen J., Lakshmipathy S., Kapahi A., Kraft S., DiDomizio M. Lithium Ion Battery Energy Storage Systems (BESS) Hazards. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 2023, vol. 81, 104932. DOI: 10.1016/j.jlp.2022.104932
10. Гарифуллина Н.А. Интеграция аккумуляторных систем хранения энергии в распределенные энергосети. *Экономика и управление: проблемы, решения*, 2024, № 11, т. 9, сс. 18-24. [Garifullina N.A. Integration of Battery Energy Storage Systems into Distributed Energy Networks. *Economics and Management: Problems, Solutions*, 2024, no. 11, vol. 9, pp. 18-24. (In Russ.)] DOI: 10.36871/ek.up.p.r.2024.11.09.003
11. Жуков С.В., Масленников А.О., Резникова О.Б., Синицын М.В. Протекционизм США против меркантилизма Китая. *Мировая экономика и международные отношения*, 2024, т. 68, № 11, сс. 15-28. [Zhukov S.V., Maslennikov A.O., Reznikova O.B., Sinitsyn M.V. U.S. Protectionism Against China's Mercantilism. *World Economy and International Relations*, 2024, vol. 68, no. 11, pp. 15-28. (In Russ.)] DOI: 10.20542/0131-2227-2024-68-11-15-28
12. Selänniemi A., Hellström M., Björklund-Sänkiahö M. Long-Duration Energy Storage Technology Adoption: Insights from U.S. Energy Industry Experts. *Energy Reports*, 2025, vol. 13, pp. 378-396. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2024.12.027>
13. De Carne G., Maroufi S., Beiranvand H., De Angelis V., D'Arco S., Gevorgian V., Waczowicz S., Mather B., Liserre M., Hagenmeyer V. The Role of Energy Storage Systems for a Secure Energy Supply: A Comprehensive Review of System Needs and Technology Solutions. *Electric Power Systems Research*, 2024, vol. 236. DOI: 10.1016/j.epsr.2024.110963
14. Olabi A.G., Allam M.A., Abdelkareem M.A., et al. Redox Flow Batteries: Recent Development in Main Components, Emerging Technologies, Diagnostic Techniques, Large-Scale Applications, and Challenges and Barriers. *Batteries*, 2023, vol. 8, no. 9, 409. DOI: 10.3390/batteries9080409
15. Годяева М.В., Казаринов И.А., Воронков Д.Е., Олискевич В.В., Остроумов И.Г. Проточные батареи на основе органических редокс-систем для крупномасштабного хранения электрической энергии. *Электрохимическая энергетика*, 2021, т. 21, № 2, сс. 59-85. [Godyaeva M.V., Kazarinov I.A., Voronkov D.E., Olishevich V.V., Ostroumov I.G. Flow Batteries Based on Organic Redox-Systems for Large-Scale Electric Energy Storage. *Electrochemical Energy*, 2021, vol. 21, no. 2, pp. 59-85. (In Russ.)] DOI: 10.18500/1608-4039-2021-21-2-59-85
16. Zhang X., Gao Z., Zhou B., et al. Advanced Compressed Air Energy Storage Systems: Fundamentals and Applications. *Engineering*, 2024, vol. 34, no. 3, pp. 246-269. DOI: 10.1016/j.eng.2023.12.008
17. Barbaresi A., Morini M., Gambarotta A. Review on the Status of the Research on Power-to-Gas Experimental Activities. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 16, 5942. DOI: 10.3390/en15165942
18. Quan L., Xiqian Y., Hong L. Batteries: From China's 13th to 14th Five-Year Plan. *eTransportation*, 2022, vol. 14. DOI: 10.1016/j.etrans.2022.100201

НЕФТЕХИМИЯ В СТРАТЕГИЯХ РАЗВИТИЯ
САУДОВСКОЙ АРАВИИ И ОБЪЕДИНЕННЫХ
АРАБСКИХ ЭМИРАТОВ

© ГАХОКИДЗЕ И.З., 2025

ГАХОКИДЗЕ Ирине Зурабовна, младший научный сотрудник Центра энергетических исследований.

Национальный исследовательский институт мировой экономики и международных отношений им. Е.М. Примакова РАН, РФ, 117997 Москва, ул. Профсоюзная, 23 (irinagakh@imemo.ru), ORCID: 0000-0001-5901-5993

Гахокидзе И.З. Нефтехимия в стратегиях развития Саудовской Аравии и Объединенных Арабских Эмиратов. *Анализ и прогноз. Журнал ИМЭМО РАН*, 2025, № 3, сс. 50-63. DOI: 10.20542/afij-2025-3-50-63 EDN: QYSRDY

DOI: 10.20542/afij-2025-3-50-63

EDN: QYSRDY

УДК: (665.7+622.323+339.1):(536.2)+(532)

Оригинальная статья

Поступила в редакцию 21.02.2025.

После доработки 26.05.2025.

Принята к публикации 18.06.2025.

Цель исследования заключается в том, чтобы выявить роль стран Персидского залива – Саудовской Аравии и Объединенных Арабских Эмиратов (ОАЭ) – в мировой нефтехимической промышленности. Нефтехимия остается одним из основных факторов мирового экономического роста, что открывает странам с обширной и конкурентной по издержкам добычи ресурсной базой значительные перспективы для развития этой отрасли. Для обоих государств, критически зависящих от добычи и экспорта сырой нефти, развитие нефтехимии является органичным выбором с точки зрения как диверсификации производственной структуры и товарного экспорта, так и повышения устойчивости и глобальной конкурентоспособности национальных компаний. В статье проанализирована динамика производства и экспорта нефтехимической продукции из Саудовской Аравии и ОАЭ. Установлено, что обе страны ориентируются на внешний спрос преимущественно развивающихся государств. Национальные нефтехимические компании ОАЭ и Саудовской Аравии, в первую очередь саудовская SABIC, входят в число ведущих мировых нефтехимических концернов. Ключевым направлением их корпоративных стратегий стала интернационализация. С одной стороны, нефтехимические компании Залива формируют совместные предприятия и развивают партнерства с западными нефтехимическими концернами. С другой, активизировали участие в строительстве новых производственных мощностей в странах с быстро растущим спросом на продукцию нефтехимии, Китае и Индии. Стратегия интернационализации подчинена решению двух главных задач. Во-первых, создаваемые в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР) нефтехимические комплексы с участием саудовских и эмиратских компаний позволяют нефтедобывающим компаниям Саудовской Аравии и ОАЭ заключать долгосрочные контракты на экспорт нефти. Во-вторых, эти проекты открывают прямой доступ к местным рынкам. Учитывая растущее стремление Китая и других крупных стран АТР сосредоточить производство нефтехимической продукции на своей территории, интернационализация становится для саудовских и эмиратских компаний единственным способом удержать и расширить свои



Контент доступен под лицензией [Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/).

рыночные ниши. Качественным прорывом на этом направлении стало решение ОАЭ создать с австрийской OMV новую очень крупную транснациональную компанию глобального значения. Развитие нефтехимии неизбежно ведет к росту выбросов парниковых газов в атмосферу. Выбирая между задачей поддержания высокой экономической динамики и императивами декарбонизации Саудовская Аравия и ОАЭ сделали выбор в пользу экономического роста.

Ключевые слова: Саудовская Аравия, ОАЭ, нефтехимическая отрасль, экспортный потенциал, диверсификация производства, мировой энергетический переход.

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов финансового и нефинансового характера.

Финансирование: автор заявляет об отсутствии внешнего финансирования.

PETROCHEMICALS IN THE DEVELOPMENT STRATEGIES OF SAUDI ARABIA AND THE UNITED ARAB EMIRATES

Original article

Received 21.02.2025. Revised 26.05.2025 Accepted 18.06.2025.

Irine Z. GAKHOKIDZE (irinagakh@imemo.ru), ORCID: 0000-0001-5901-5993,
Primakov National Research Institute of World Economy and International Relations, Russian
Academy of Sciences (IMEMO), 23, Profsoyuznaya Str., Moscow 117997, Russian Federation.

The aim of the study is to analyze the part that the Gulf countries – Saudi Arabia and the United Arab Emirates (UAE) – play in the global petrochemical industry. Petrochemistry remains one of the main factors of global economic growth, what opens up significant prospects for the development of this industry for countries with an extensive and cost-competitive resource base. For the two critically dependent on the production and export of crude oil countries, the development of petrochemicals is an expectable choice, both in terms of diversifying the production structure and commodity exports, and in terms of increasing the sustainability and global competitiveness of national companies. The article analyses the dynamics of production and export of petrochemical products from Saudi Arabia and the UAE. It's argued that both countries orient towards external demand and export petrochemical products mainly to developing countries. The national petrochemical companies of the UAE and Saudi Arabia, primarily Saudi SABIC, are among the world's leading petrochemical concerns. Internationalization has become a key direction of their corporate strategies. On the one hand, Gulf petrochemical companies are forming joint ventures and developing partnerships with Western petrochemical concerns. On the other hand, they have stepped up their participation in the construction of new production facilities in countries with rapidly growing demand for petrochemical products, China and India. The internationalization strategy is subordinated to the solution of two main tasks. Firstly, petrochemical complexes created in the Asia-Pacific region with the participation of Saudi and Emirati companies allow oil-producing companies of the two countries to conclude long-term contracts for oil export. Secondly, these projects open direct access to local markets. As China and other major Asia-Pacific countries increasingly seek to localize their petrochemical production, internationalization is becoming the only way for Saudi and Emirati companies to maintain and expand their market niches. A qualitative breakthrough in this direction was the UAE's decision to create a new, very large, transnational petrochemical company of global significance with the Austrian company OMV. Development of petrochemistry inevitably leads to an increase in greenhouse gas emissions. Nonetheless, choosing between the task of maintaining high economic dynamics and the imperatives of decarbonization, both Saudi Arabia and the UAE have made a choice in favor of an economic growth.

Keywords: Saudi Arabia, UAE, petrochemicals, export potential, diversification of production, global energy transition.

About the author: Irine Z. GAKHOKIDZE, Junior Researcher, Center for Energy Research.

Competing interests: no potential competing financial or non-financial interest was reported by the author.

Funding: the author declares no external funding.

For citation: Gakhokidze I.Z. Petrochemicals in the Development Strategies of Saudi Arabia and the United Arab Emirates. *Analysis and Forecasting. IMEMO Journal*, 2025, no. 3, pp. 50-63. DOI: 10.20542/afij-2025-3-50-63 EDN: QYSRDY

ВВЕДЕНИЕ

В условиях возрастающего риска прохождения пика глобального спроса на сырую нефть и на фоне разворачивающегося мирового энергетического перехода важнейшим вызовом для стран, закрепившихся в международном разделении труда в качестве экспортеров сырой нефти и нефтепродуктов и критической зависимостью бюджетов от нефтяных доходов, становится диверсификация национальных экономик. С учетом низких издержек и значительных объемов добычи нефти важным направлением диверсификации для монархий Залива стало опережающее развитие сектора нефтехимии, в том числе за счет глобализации портфеля активов.

В настоящей статье проанализированы перспективы и риски диверсификации национальной экономики за счет нефтехимии двух крупнейших мировых производителей нефти Саудовской Аравии и ОАЭ. В научной литературе достаточно подробно рассмотрена проблематика диверсификации их производственной структуры. Ф. Каранифил и Л.Д. Омгба отмечают, что диверсификация является важной задачей для стран, экономика которых существенно зависит от экспорта сырой нефти, причем ее результаты критически зависят от развития институтов, “мягкой” и “жесткой” инфраструктуры, а также инвестиций в научные исследования и конструкторские разработки [1]. Опираясь на идеи и аналитический аппарат экономики сложности и выявленных конкурентных преимуществ, исследователи из ИМЭМО РАН С.В. Жуков, И.А. Копытин, А.О. Масленников и М.В. Синицын показывают, что в сравнении с постсоветскими странами нефтеэкспортеры Залива при реализации стратегии диверсификации обладают очевидными преимуществами с точки зрения масштабов потенциальных экспортных рынков [2]. Анализируя ценовые циклы на мировом рынке нефти, Э. Джимеу и Л.Д. Омгба делают вывод, что нефтяные бумы снижают уровень экспортной диверсификации только в странах-нефтеэкспортерах с изначально слабо развитой обрабатывающей промышленностью, тогда как в более диверсифицированных нефтеэкспортерах такого эффекта не наблюдается [3]. Х. Годуси и Ф. Вирл показывают, что нефтепереработка для стран-нефтеэкспортеров является фактором хеджирования рисков и частично может компенсировать потери бюджета в те моменты, когда рынок сырой нефти оказывается под влиянием шоков, а цена нефти волатильна [4].

В данной статье акцент сделан на рассмотрении диверсификации экспорта за счет развития нефтехимии, так как в экономиках с ограниченным по объективным причинам внутренним спросом именно экспорт выступает главным рычагом перестройки производственной структуры.

СТРАНЫ-НЕФТЕЭКСПОРТЕРЫ: РОЛЬ НЕФТЕХИМИИ В ПРОЦЕССЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА

Нефте(газо)химия представляет собой одну из ведущих и быстро развивающихся отраслей мировой экономики¹. Практически с момента начала промышленной переработки нефти сложные химические процессы используются для производства нефтепродуктов и специализированных продуктов, позволяющих удовлетворять

¹ Global Plastics Outlook. Policy Scenarios to 2060. OECD. 2022. Available at: <https://www.oecd.org/en/publications/global-plastics-outlook/aa1edf33-en.html> (accessed 18.12.2024).

постоянно растущий и разнообразный спрос со стороны производства и личного потребления. Достаточно упомянуть такие группы потребительских и производственных товаров, как пластмассы, синтетические ткани и разнообразные материалы и химические удобрения. Последовательное развитие процессов дистилляции, термального крекинга, каталитического крекинга, гидрогенизации и гидрокрекинга, ароматизации превратили нефтехимию в сложнейшую и при этом технологически и функционально интегрированную самостоятельную промышленную экосистему очень высокого уровня технологической сложности [5].

Нефтехимия относится к отраслям с достаточно высокой, хотя и волатильной доходностью [6]. Но главное – она дает странам с амбициозными целями развития, особенно располагающим значительными запасами углеводородов, разнообразные возможности как с точки зрения диверсификации производственной структуры и товарного экспорта, так и с точки зрения корпоративного развития.

Для стран-нефтеэкспортеров, особенно таких крупных, как Саудовская Аравия и ОАЭ, особая значимость нефтехимии дополнительно определяется четырьмя факторами. Во-первых, нефтехимия предъявляет высокий спрос на сырую нефть, а также природный газ. По имеющимся оценкам, при производстве нефтегазохимической и производной продукции потребляется 14% добываемой в мире нефти и 8% товарного природного газа [7].

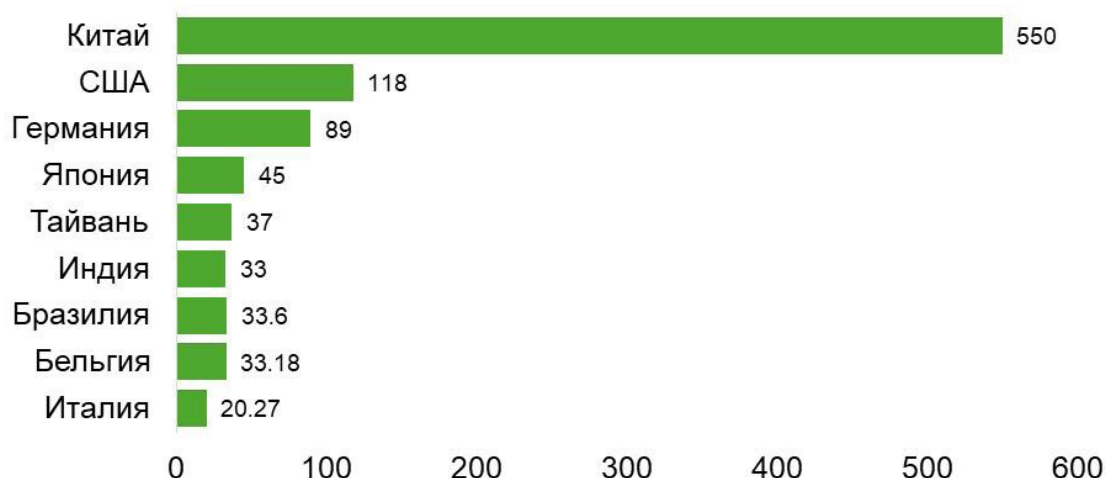
Во-вторых, в условиях разворачивающегося мирового энергетического перехода возрастает риск достижения пика в глобальном спросе на нефть примерно в первой половине 2030-х годов [8]. Хотя вопрос об этом пике относится к разряду дискуссионных², несомненно, что динамика данного процесса замедляется [9]. Однако замедление пока не касается спроса на продукцию нефтегазохимии, а значит, и сырья для ее производства. Причем спрос на нефтехимические продукты продолжает достаточно быстро расти во всех регионах мира и странах самого разного уровня развития [10].

В-третьих, нефтеэкспортеры Залива располагают очень крупными запасами нефти и природного газа со сравнительно низкими издержками добычи. Дешевое сырье – одно из главных их конкурентных преимуществ в мировой нефтехимической промышленности [11].

В-четвертых, страны Персидского залива расположены на пересечении логистических маршрутов между Европой Азией и Африкой, что в сочетании с современной инфраструктурой обеспечивает им сравнительно низкие транспортные издержки при экспорте продукции, в том числе нефтехимии, на крупнейшие мировые рынки, в первую очередь – для быстрорастущих экономик Китая и Индии.

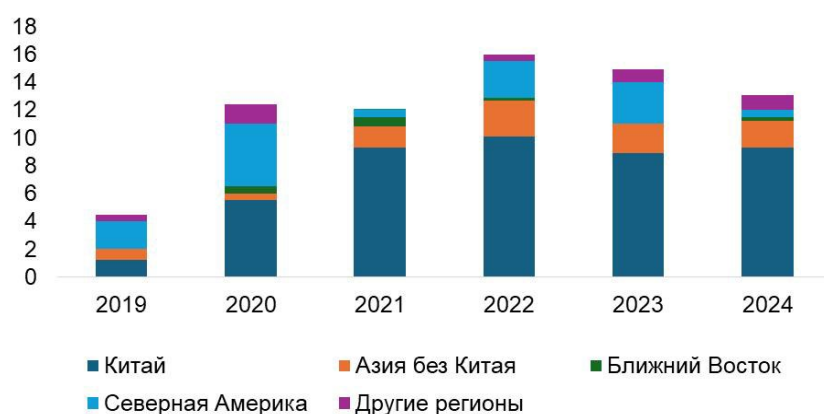
В 2023 г. основными потребителями нефтехимической продукции в мире были Китай, США, страны Европы и Индия (рис. 1).

² World Energy Outlook 2023. International Energy Agency. 2023. Available at: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/86ede39e-4436-42d7-ba2a-edf61467e070/WorldEnergyOutlook2023.pdf> (accessed 10.12.2024).

Рисунок 1. Страны – лидеры потребления нефтехимической продукции в 2023 г., млрд долл. США**Figure 1.** Petrochemical Consumption by Country, 2023, in billion USD

Источник: составлено автором по данным Verband der Chemischen Industrie e. V. (VCI)³.

Если рассматривать нефтехимию в мире в целом, то в период 2016–2023 гг. производственные мощности отрасли увеличились с 1.8 млрд т до приблизительно 2.6 млрд т⁴. Динамичное развитие производства поддерживается растущим глобальным спросом на нефтехимическую продукцию, что с одной стороны выступает фактором, а с другой стороны результатом высоких темпов экономического роста. Повсюду в мире крупные нефтехимические компании инвестируют ресурсы в строительство новых производственных мощностей, лидером в этом отношении является Китай (рис. 2).

Рисунок 2. Динамика прироста мощностей в нефтехимии в разрезе регионов в 2019–2024 гг., млн т**Figure 2.** Growth in Regional Petrochemicals Capacity, 2019–2024, in million tons

Источник: Growth in Regional Petrochemicals Capacity, 2019–2024⁵.

³ Verband der Chemischen Industrie. Chemisch-pharmazeutische Industrie – Jahr 2023. Verband der Chemischen Industrie. 2023. Available at: <https://www.vci.de/ergaenzende-downloads/chemiemaerkte-weltweit-rankings-2.pdf> (accessed 14.12.2024).

⁴ Petrochemicals Capacity and Capital Expenditure Outlook by Region, Countries, Companies, Commodity, Projects and Forecast to 2030. Global Data. 20.03.2024. Available at: <https://www.globaldata.com/store/report/petrochemicals-capacity-and-capital-expenditure-market-analysis/#:~:text=The%20petrochemicals%20capacity%20was%202600.06,additions%20in%20the%20upcoming%20years> (accessed 14.12.2024).

⁵ Growth in Regional Petrochemicals Capacity, 2019–2024. International Energy Agency. 2023. Available at: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/growth-in-regional-petrochemicals-capacity-2019-2024> (accessed 20.12.2024).

Эксперты МЭА подчеркивают, что скорость и масштабы расширения нефтехимического сектора Китая затмевают любые исторические прецеденты. КНР строит соответствующие мощности вдвое быстрее в сравнении со странами Ближнего Востока и США на более ранних этапах развития отрасли. В период 2019–2024 гг. Китай запланировал ввести столько же производственных мощностей для производства этилена и пропилена – двух наиболее важных базовых нефтехимических продуктов, сколько в настоящее время функционирует в Европе, Японии и Южной Корее вместе взятых⁶.

Крупные сопряженные нефтехимии отрасли, потребляющие в значительных объемах разнообразную ее продукцию, продемонстрировали за последние десятилетия впечатляющие темпы роста. В период 1997–2022 гг. производство автомобилей в мире выросло на 60% до 85 млн единиц, при этом Китай показал рост в 17 раз до 27 млн автомобилей. Общемировое производство материалов для упаковки за 1990–2019 гг. увеличилось в 3.6 раза до 143 млн т, использование пластмасс в строительстве – в 3.5 раза до 77 млн т, в секторе транспорта – в 3.7 раза до 54 млн т⁷. МЭА прогнозирует рост мирового рынка нефтехимии с совокупным годовым темпом увеличения в пределах 3–6% до 2035 г. В результате рост мирового спроса на нефть для нефтегазохимической промышленности составит примерно 6 млн баррелей в день до 18 млн в 2050 г. по сравнению с 2017 г. – то есть почти половину общего прироста спроса на нефть⁸.

Принимая во внимание отмеченные тенденции, можно констатировать, что нефтехимическая отрасль остается одним из ключевых драйверов глобального экономического роста, открывая странам с богатой ресурсно-сырьевой базой значительные возможности для ее развития.

НЕФТЕХИМИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС САУДОВСКОЙ АРАВИИ

В Саудовской Аравии государство целенаправленно вкладывает в развитие нефтехимии значительные ресурсы, начиная с 1970-х годов. Учитывая узость внутреннего рынка, нефтехимические предприятия изначально ориентированы на внешние рынки. Хотя становление этой отрасли в королевстве началось немного позже, чем в большинстве стран – ключевых конкурентов, саудовская нефтехимия, благодаря низким издержкам на сырье и масштабному централизованному расширению производственных мощностей в рамках государственных программ поддержки, за сравнительно короткие сроки превратилась в крупную отрасль обрабатывающей промышленности, имеющую макроэкономическое и глобальное значение. По данным Всемирного банка, в 2022 г. вклад нефтехимии в добавленную стоимость в обрабатывающей промышленности королевства составил 22.5%⁹.

Нефть играет ключевую роль в экономике Саудовской Аравии. Доказанные запасы в стране оцениваются в 267 млрд баррелей, а объемы добычи достигают 11 млн баррелей в день. При этом свыше 70% добываемого сырья экспортируется. В условиях ускоряющегося мирового энергетического перехода критическая зависимость экономики Саудовской Аравии от доходов от экспорта сырой нефти, которые массово перераспределяются через бюджет в пользу других секторов и отраслей экономики, составляет серьезную проблему. Экспортноориентированная нефтехимическая отрасль стала для саудовского правительства и компаний важнейшим направлением диверсификации национальной экономики.

⁶ Healy C. *China's Petrochemical Surge Is Driving Global Oil Demand Growth*. International Energy Agency. 19.12.2023. Available at: <https://www.iea.org/commentaries/china-s-petrochemical-surge-is-driving-global-oil-demand-growth> (accessed 19.12.2024).

⁷ *Нефтегазохимическая промышленность Евразии: перспективы углубления переработки*. Евразийский банк развития. 2024. Available at: <https://eabr.org/upload/iblock/ce7/Neftegazokhimicheskaya-promyshlennost-Evrazii.pdf> (accessed 14.01.2025).

⁸ Там же.

⁹ *Chemicals (% of Value Added in Manufacturing) by Country*. Trading Economics. Available at: <https://tradingeconomics.com/country-list/chemicals-percent-of-value-added-in-manufacturing-wb-data.html> (accessed 15.11.2024).

Центральную роль в производстве нефтехимической продукции в стране играет одна из крупнейших в мире нефтехимических компаний *Saudi Basic Industries Corporation (SABIC)* – дочерняя компания другого мирового нефтегиганта *Saudi Aramco*¹⁰. Через сеть уже своих дочерних предприятий *SABIC* ведет бизнес в почти 50 странах. Нефтехимия обеспечивает около 90% выручки компании, объем выпуска ее продукции составил в 2023 г. 53.5 млн т, или около 2% совокупного мирового производства¹¹. Несмотря на растущие физические объемы выпуска нефтехимической продукции, выручка *SABIC* в 2023 г. составила 37.7 млрд долл., что на 23% ниже, чем в 2022 г., когда тот же показатель достиг 48.8 млрд долл.¹²

Столь значительное снижение выручки обусловлено, во-первых, более низкими ценами на нефть, что автоматически снизило цены и на товары нефтехимии; во-вторых, сокращением физических объемов экспорта на высоко маржинальные рынки стран АТР, в первую очередь Китая, который переходит в фазу более низких темпов экономического роста, а также наращивает собственный сектор нефтехимии, что негативно влияет на спрос на импорт.

Несмотря на трудности, глобальные конкурентные позиции *SABIC* остаются прочными. Компания занимает верхние строчки в списке ведущих мировых нефтехимических концернов, наряду с такими гигантами, как германская *BASF*, американская *Dow Inc.* и китайская *SINOPEC*. Наряду с *SABIC* в Саудовской Аравии функционируют и другие достаточно крупные по мировым и тем более региональным меркам компании, обеспечивающие локализацию производства и выпуск специализированной продукции нефтехимии (табл. 1). Как и *SABIC*, все эти компании ориентируются преимущественно на экспортный спрос.

Таблица 1. Нефтехимические компании Саудовской Аравии
Table 1. Petrochemical Companies of Saudi Arabia

Компания	Линейка производимых продуктов
<i>SABIC</i>	полиэтилен, полипропилен, полистирол, моноэтиленгликоль (МЭГ), метил-трет-бутиловый эфир (МТБЭ), бензол, мочевины, аммиак, ПВХ
<i>SABIC Agri-Nutrients</i>	мочевина, аммиак
<i>YANSAB</i>	полиэтилен, полипропилен, МЭГ, МТБЭ, бензол
<i>Tasnee</i>	полиэтилен, полипропилен и пропилен
<i>Saudi Kayan</i>	полиэтилен, полипропилен, МЭГ, поликарбонат и бисфенол А
<i>Petro Rabigh</i>	полиэтилен, полипропилен, пропиленоксид и очищенные нефтепродукты
<i>Sahara Petrochemicals (Sipchem)</i>	полиэтилен, полипропилен, метанол, бутанол, уксусная кислота и винилацетатный мономер
<i>Saudi Group</i>	стирол, бензол, циклогексен, пропилен, полиэтилен, полипропилен и полистирол
<i>Alujain</i>	полипропилен
<i>Advanced</i>	полипропилен
<i>CHEMANOL</i>	формальдегид
<i>NAMA</i>	эпоксидная смола, соляная кислота, жидкая каустическая сода и гранулированная сода
<i>MAADEN</i>	аммоний, фосфорные удобрения

Источник: составлено автором на основе данных официальных сайтов компаний.

¹⁰ *Aramco Completes Its Acquisition of a 70% Stake in SABIC from the Public Investment Fund (PIF)*. ARAMCO. 17.06.2020. Available at: <https://www.aramco.com/en/news-media/news/2020/saudi-aramco-completes-acquisition-of-70-percent-stake-in-sabic> (accessed 15.11.2024).

¹¹ *Chemistry That Shapes Tomorrow. Integrated Annual Report 2023*. 01.04.2024. Available at: https://www.sabic.com/en/Images/SABIC-Integrated-Annual-Report-2023-EN_tcm1010-42927.pdf (accessed 15.11.2024).

¹² *Growing to Win. Annual Report 2022*. 16.03.2023. Available at: https://www.sabic.com/en/Images/Sabic-Annual-Report-2022-EN_tcm1010-38980.pdf (accessed 15.11.2024).

Среди стран Залива Саудовской Аравии удалось занять позицию ведущего производителя этилена, который является одним из ключевых базовых элементов, используемых для производства широкого набора конечных продуктов нефтехимии (рис. 3). Причем расширение мощностей по производству этилена происходит в условиях жесткой конкуренции со стороны других его производителей. Например, в США на волне “революции трудноизвлекаемой нефти” американские и иностранные компании массово создают новые мощности по производству этилена и его производных, что обостряет глобальную конкуренцию и усложняет саудовским компаниям экспансию на экспортных рынках¹³.

Рисунок 3. Мощности по производству этилена в арабских странах Залива в 2019–2023 гг., тыс. т
Figure 3. Select Middle East Markets – Ethylene Capacities, 2019–2023, in thousand tons



Источник: составлено автором по данным Fitch Solutions¹⁴.

В рамках развития нефтехимического комплекса Саудовская Аравия, кроме производства этилена, сконцентрировалась также на выпуске продукции категории “пластмассы и изделия из них”, включая полиэтилен, полипропилен и другие сложные полимеры, широко используемые, например, в автомобильной промышленности. Спрос на эти продукты на мировом рынке достаточно высок. Саудовская Аравия входит в первую десятку экспортеров данной продукции и лишь немного уступает Японии, Нидерландам, Италии и Франции (табл. 2).

Таблица 2. Крупнейшие экспортеры нефтехимической продукции в 2019 и 2023 гг.*
Table 2. Top Petrochemical Exporters, 2019 and 2023

Место в мировом экспорте	Экспортеры	Стоимость экспорта в 2019 г., млрд долл.	Доля в мировом экспорте в 2019 г., %	Стоимость экспорта в 2023 г., млрд долл.	Доля в мировом экспорте в 2023 г., %
	Мир	625	100	823	100
1	Китай	84	14	132	18
2	США	65	11	77	10.7
3	Германия	63	10	69	9.5
4	Бельгия	29	4.7	32	4.5

¹³ U.S. Exports of Ethane and Ethane-Based Petrochemicals Rose 135% from 2014 to 2023. U.S. Energy Information Administration. 04.11.2024. Available at: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=63604#:~:text=U.S.%20ethylene%20exports&text=The%20United%20States%20has%20two,36%20nations%20imported%20U.S.%20ethylene> (accessed 21.12.2024).

¹⁴ Middle East and Africa Petrochemicals Overview. Fitch Solutions. 12.05.2022. Available at: https://www.fitchsolutions.com/bmi/petrochemicals/middle-east-and-africa-petrochemicals-overview-12-05-2022?fWebArticleValidation=true&mkt_tok=NzMyLUNLSC03NjcAAAGXCA3_OPNTioGVJ2oFK6l8SSqKwtRVvji1Z21gdrUhdtdPcfffpcq9gOWZyg5o7toFLJ4bAXDsyl3KyjkzBCk_LxG-VbmENBUxvqHqukjlh4qkal1KVA (accessed 22.12.2024).

5	Япония	25	4	23	3.3
6	Нидерланды	24	3.8	27	3.7
7	Италия	21	3.4	24	3.4
8	Франция	20	3.3	23	3.2
9	Саудовская Аравия	19	3	17	2.4
10	Польша	11	1.9	17	2.4

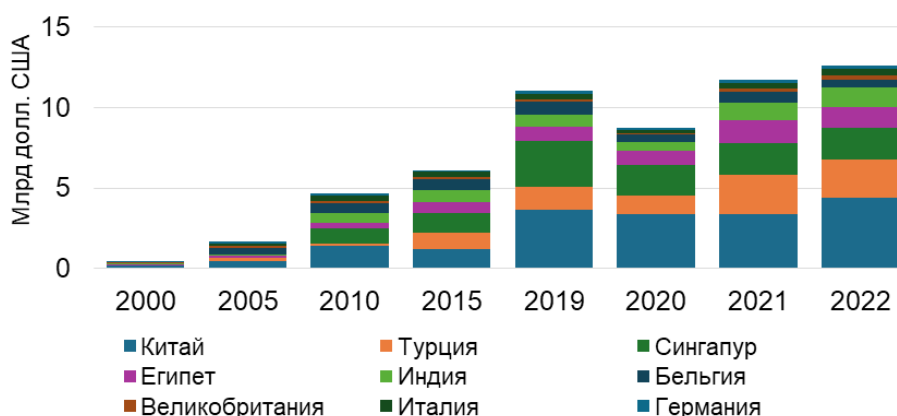
Источник: составлено автором по данным *International Trade Centre (ITC)*¹⁵.

* в товарной группе "Пластмассы и изделия из них".

География экспорта продуктов нефтехимии из Саудовской Аравии достаточно диверсифицирована, основные экспортные рынки представлены азиатскими импортерами (рис. 4). В первую очередь это Китай, а также Турция, Сингапур, Египет и Индия.

Рисунок 4. Основные импортеры нефтехимической продукции Саудовской Аравии в 2000–2022 гг., млрд долл. США

Figure 4. Saudi Arabia: Main Import Partners of Petrochemicals 2000–2022, in billion USD



Источник: составлено автором по данным *OECD World*¹⁶.

Важнейшая стратегия *Saudi Aramco* и *SABIC* – интернационализация бизнеса путем участия в строительстве новых производственных мощностей за рубежом. Приоритетным направлением здесь является Китай. Совместно с китайскими компаниями *Sinopec* и *Fujian Petrochemical* *SABIC* строит в КНР интегрированный нефтеперерабатывающий и нефтехимический комплекс *Gulei II*. Запланировано, что ежегодно комплекс будет перерабатывать 16 млн т нефти в год, будут построены цеха по производству этилена мощностью 1.5 млн т в год и параксилола и его производных мощностью 2 млн т¹⁷. Наряду с этим в рамках совместного предприятия с китайской *Fujian Fuhua Gulei Petrochemical* саудовская *SABIC* реализует крупный нефтехимический проект в провинции Фуцзянь. Проект включает строительство использующей смешанное сырье крекинг-установки с годовой производительностью до 1.8 млн т этилена, а также производство этиленгликоля, полиэтилена, полипропилена и поликарбоната. Подготовка к вводу в эксплуатацию и запуск проекта запланированы на вторую половину 2026 г.¹⁸

¹⁵ *International Trade in Goods Statistics by Product*. International Trade Center. Available at: <https://www.intracen.org/resources/data-and-analysis/trade-statistics#export-of-goods> (accessed 25.12.2024).

¹⁶ *Exports, Imports, and Trade Partners Saudi Arabia*. OEC World. Available at: <https://oec.world/en/profile/country/sau> (accessed 24.12.2024).

¹⁷ *Aramco, SINOPEC, and Fujian Petrochemical Break Ground on New Refining and Petrochemical Project in China*. ARAMCO. 18.11.2024. Available at: <https://www.aramco.com/en/news-media/news/2024/aramco-sinopec-and-fujian-petrochemical-break-ground-on-new-refining-and-petrochemical-project> (accessed 16.12.2024).

¹⁸ *SABIC and Fujian Energy Petrochemical Celebrate the Start of Construction for the SABIC Fujian Petrochemical Complex*. SABIC. 19.02.2024. Available at: <https://www.sabic.com/en/news/42805-sabic-and-fujian-energy-petrochemical-celebrate-the-start-of-construction> (accessed 16.12.2024).

В Южной Корее нефтеперерабатывающая компания *S-Oil*, в котором *Saudi Aramco* контролирует более 63% капитала, реализует проект строительства крупного нефтехимического комплекса *Shaheen* стоимостью 7 млрд долл.¹⁹ Ежегодно комплекс будет производить до 3.2 млн т таких базовых нефтехимических продуктов, как этилен, пропилен, бутадиен и бензол²⁰.

Участвуя в производственных проектах за рубежом, саудовские нефтехимические и нефтяные компании решают две задачи. С одной стороны, строящиеся нефтехимические комплексы с участием саудитов заключают долгосрочные контракты на импорт нефти из Саудовской Аравии. Иначе говоря, королевство обеспечивает гарантированные рынки сбыта для своей сырой нефти. С другой стороны, зарубежные нефтехимические проекты открывают саудовским компаниям прямой доступ к местным рынкам [12]. При этом, как уже отмечалось, Китай и большинство других крупных стран АТР, стремятся сконцентрировать выпуск нефтехимической продукции на собственной территории. Это обусловлено задачами по снижению зависимости от импорта, а также стремлением зарезервировать наиболее прибыльные участки в глобальных производственных цепочках для своих национальных компаний. В сложившихся условиях интернационализация производственной деятельности для саудовских, как, впрочем, и эмиратских компаний на базе рынков АТР становится безальтернативной. В противном случае нефтеэкспортерам Залива придется согласиться с тем, что они трансформируются исключительно в поставщиков сырой нефти для китайских, индийских, южнокорейских и других нефтехимических концернов. Возможности диверсификации географической структуры экспорта за счет рынков развитых стран практически исчерпаны из-за приближающегося там пика спроса на продукцию нефтехимии и острейшей конкуренции с технологическими лидерами отрасли.

НЕФТЕХИМИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ОБЪЕДИНЕННЫХ АРАБСКИХ ЭМИРАТОВ

Нефтехимическая отрасль ОАЭ занимает важное место в экономике страны. На нее приходится примерно четверть добавленной стоимости в обрабатывающей промышленности и 3.4% ВВП²¹. Однако в сравнении с Саудовской Аравией абсолютные масштабы нефтехимической отрасли в ОАЭ значительно скромнее. Эмиратские компании в основном ориентированы на производство полиэтилена, полипропилена, аммиака и мочевины. Отрасль в значительной степени контролируется государственными компаниями-гигантами, *Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC)* и *Borouge*, которая является дочерним предприятием *ADNOC* (доля 54%)²². *Borouge*, в капитале которой австрийская *Borealis* контролирует 36%²³, концентрируется на производстве полиолефинов, а совместно с *Borealis* выпускает базовые нефтехимические продукты этилен, полиэтилен и пропилен.

Тесно сотрудничать *ADNOC* и *Borealis* начали еще в середине 2000-х годов. С завершением третьей очереди расширения в 2015 г. производственные мощности *Borouge* возросли с 2 млн до 4.5 млн т нефтехимической продукции в год²⁴, параллельно заметно

¹⁹ Suratman N. *S-Oil's Shaheen Project in South Korea 42% Complete*. Independent Commodity Intelligence Services. 18.11.2024. Available at: <https://www.icis.com/explore/resources/news/2024/11/18/11051478/s-oil-s-shaheen-project-in-south-korea-42-complete/> (accessed 16.12.2024).

²⁰ Vahn G., Lee C. *South Korean Refiner S-Oil Kicks off Shaheen Project with World's Biggest Naphtha-Fed Steam Cracker*. S&P Global. 10.03.2023. Available at: <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/chemicals/031023-south-korean-refiner-s-oil-kicks-off-shaheen-project-with-worlds-biggest-naphtha-fed-steam-cracker> (accessed 20.12.2024).

²¹ Рассчитано по базе данных национальных счетов ОАЭ: *UAE Stat*. Available at: <https://uaestat.fcsc.gov.ae/?lc=en&pg=0> (accessed 10.01.2025).

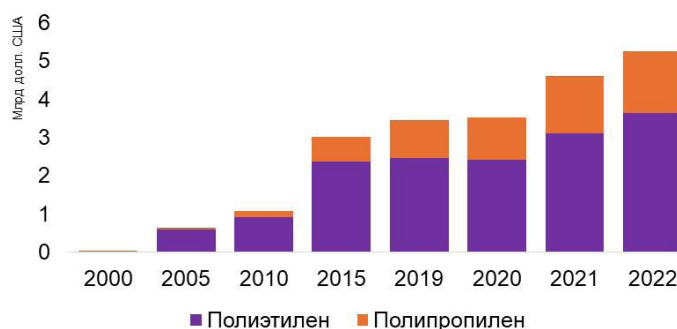
²² *ADNOC Statement on Potential Borouge-Borealis Merger*. ADNOC. 15.07.2023. Available at: <https://www.adnoc.ae/en/News-and-Media/Press-Releases/2023/ADNOC-Statement-on-Potential-Borouge-Borealis-Merger> (accessed 22.12.2024).

²³ Jones N., Picciariello A., Gerasimchuk I. *The Abu Dhabi National Oil Company in a Changing World. Navigating the Energy Transition and Safeguarding Investors*. International Institute for Sustainable Development. 01.11.2023. Available at: <https://www.jstor.org/stable/resrep55159> (accessed 22.12.2024).

²⁴ *Enabling a More Sustainable Future, Today*. Annual Report Borouge, 2023. Available at: <https://www.borouge.com/en/investor-relations/>

вырос и объем экспорта нефтехимии из ОАЭ (рис. 5). К концу 2025 г. производственные мощности *Borouge* запланировано увеличить до 6.4 млн т в год. Заявленная цель представляется вполне достижимой, учитывая растущий спрос в мире на данную категорию товаров, особенно в АТР.

Рисунок 5. Экспорт основных товаров нефтехимии ОАЭ
Figure 5. Main Petrochemical Exports of the UAE



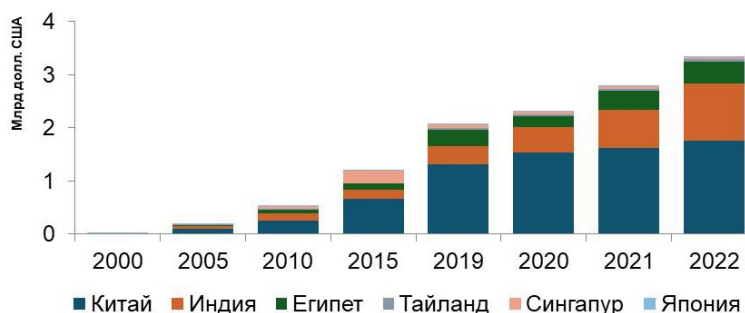
Источник: составлено автором по данным *OECD World*²⁵.

Как и саудовские нефтехимические компании, компании ОАЭ активно включились в интернационализацию своей производственной деятельности. Примером такого сотрудничества стало подписанное в июле 2024 г. соглашение между *Borouge*, *ADNOC*, *Borealis* и ведущей китайской химической компанией *Wanhua Chemical Group*, согласно которому партнеры договорились о строительстве высокотехнологического комплекса по производству полиолефинов в Китае в городе Фучжоу производственной мощностью 1.6 млн т в год²⁶.

Подписанное соглашение подчеркивает ключевую роль для нефтехимических компаний ОАЭ китайского рынка, который в настоящее время приносит им примерно 40–50% экспортных доходов. Вторым после Китая крупнейшим экспортным рынком является Индия (рис. 6). На все остальные страны приходится менее 20% совокупного экспорта нефтехимической продукции.

Рисунок 6. Крупнейшие импортеры нефтехимической продукции из ОАЭ в 2000–2022 гг., млрд долл. США

Figure 6. UAE: Main Import Partners of Petrochemicals 2000–2022, in billion USD



Источник: составлено автором по данным *OECD World*²⁷.

Учитывая планы Китая и Индии по развитию собственной нефтехимии, такая слабая географическая диверсификация экспорта обещает Эмиратам серьезные

[Documents/IR%20Documents/Annual%20Reports/Borouge%20Annual%20Report%202023%20final.pdf](#) (accessed 22.12.2024).

²⁵ Exports, Imports, and Trade Partners United Arab Emirates. OEC World. Available at: <https://oec.world/en/profile/country/are> (accessed 24.12.2024).

²⁶ Borouge, ADNOC, Borealis and Wanhua Chemical Group Sign Project Collaboration Agreement to Develop a New State-of-the-Art Polyolefins Complex in Fuzhou, China. Borealis. 23.07.2023. Available at: <https://www.borealisgroup.com/news/borouge-adnoc-borealis-and-wanhua-chemical-group-sign-project-collaboration-agreement-to-develop-a-new-state-of-the-art-polyolefins-complex-in-fuzhou-china> (accessed 24.12.2024).

²⁷ Exports, Imports, and Trade Partners United Arab Emirates...

проблемы в этом секторе уже в ближайшие два-три года. Медленные темпы развития нефтехимической инфраструктуры и запаздывающая диверсификация ассортимента выпускаемых продуктов оборачиваются узкой специализацией отрасли, выпуск в которой сосредоточен на базовых нефтехимических продуктах (этилен из этана, полученного из природного газа – см. рис. 5). В свою очередь это ведет к тому, что нефтехимия ОАЭ не успевает подстроиться к нарастающему смещению глобального спроса в пользу высококачественной сложной продукции [13].

Стратегический выход из непростой текущей ситуации ОАЭ нашли в транснационализации нефтехимического бизнеса. Весной 2025 г. ADNOC и австрийская OMV достигли соглашения о слиянии холдинговых компаний *Borouge* и *Borealis* в новую компанию *Borouge Group International*, которая купит крупного североамериканского производителя полиэтилена *Nova Chemicals Corporation*. Это публичная компания, в которой ADNOC и OMV будут контролировать по 46.94% акций, а 6.12% будут находиться в свободном обращении. С капитализацией в районе 60 млрд долл., *Borouge Group International* станет четвертым крупнейшим производителем полиолефинов в Европе, Северной Америке и на Ближнем Востоке. Со штаб-квартирой в Австрии компания будет развивать региональные хабы в ОАЭ, Канаде, США и Сингапуре²⁸.

РИСКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДА

Одним из императивов современного экономического роста является декарбонизация – сокращение выбросов парниковых газов (ПГ) в атмосферу с целью замедления глобального потепления. На химическую промышленность (на 90% современная химическая промышленность представлена нефтехимией) приходится от 2.5% до 6.5% мировых антропогенных выбросов CO₂ и 14% выбросов отраслями промышленности [14]. В Саудовской Аравии, например, нефтехимия занимает второе место среди отраслей обрабатывающей промышленности по масштабам выбросов CO₂, пропуская вперед только опреснение морской воды (рис. 7). В 2022 г. нефтехимия эмитировала в атмосферу 73 млн т CO₂, что составило 17% всех выбросов парниковых газов промышленными источниками, исключая добывающую промышленность. С учетом нефтепереработки, с которой нефтехимия образует единый производственный контур, данные показатели составили соответственно 122 млн т и 28%.

Рисунок 7. Выбросы углекислого газа CO₂ в Саудовской Аравии по отраслям, млн т
Figure 7. CO₂ Emissions by Sector in Saudi Arabia, in million metric tons



Источник: [15].

С учетом высокой динамики развития нефтехимии в Саудовской Аравии и ОАЭ абсолютные выбросы парниковых газов и вклад отрасли в совокупную их эмиссию будет только расти [16]. Это справедливо и в отношении нефтегазового сектора обеих стран в целом, так как именно нефть, а в последнее время и природный газ, были и останутся

²⁸ ADNOC, OMV to Establish \$60bn Global Polyolefins Entity. *Gulf Business*, 04.03.2025. Available at: <https://gulfbusiness.com/adnoc-omv-to-create-60bglobal-polyolefins-entity/> (accessed 07.03.2025).

главным фактором роста обеих экономик и повышения уровня жизни [17]. Противоречие между императивами поддержания высоких темпов экономического роста и задачами снижения выбросов, в принципе, осознается правительствами и макроэкономическими регуляторами в обеих странах. Для снижения эмиссии парниковых газов в нефтяном секторе, включая нефтехимию, и Саудовская Аравия, и ОАЭ планируют развивать в значительных масштабах проекты по улавливанию, хранению и использованию углерода [13]. SABIC стала первой в мировой нефтехимии компанией, развернувшей коммерческое производство пластмассовых изделий путем вторичной переработки (рециклинга) полимерных материалов, что позволяет добиться частичного снижения выбросов ПГ. SABIC также является одним из основателей Альянса по ликвидации пластиковых отходов (*Alliance to End Plastic Waste, AEPW*)²⁹. Тем не менее очевидно, что, выбирая между задачей поддержания высокой экономической динамики и императивами декарбонизации и Саудовская Аравия, и ОАЭ безальтернативно сделали выбор в пользу экономического роста.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В последние десятилетия страны Персидского залива, в особенности Саудовская Аравия и Объединенные Арабские Эмираты, наращивают производство и экспорт нефтехимической продукции. Обе страны экспортируют ее в основном в развивающиеся государства. Сохраняя свою экспортную нишу в Китае, Саудовская Аравия увеличивает объемы поставок нефтехимической продукции в Турцию, Египет, Сингапур. Опережающее развитие отрасли позволило Саудовской Аравии и ОАЭ усилить диверсификацию производственной структуры. Высоко вероятно, что в долгосрочной перспективе глобальные конкурентные позиции стран Залива, обладающих значительными доказанными запасами сырой нефти и природного газа с низкими издержками добычи, в мировой нефтехимии могут даже усилиться. При этом необходимо подчеркнуть, что развитие отрасли позволяет этим странам хеджировать риски спроса на нефть, но не защищает от ценового риска, так как цены на продукты нефтехимии тесно коррелированы с ценой на сырую нефть. Оба государства придерживаются стратегии интернационализации национальной нефтехимии за счет участия в проектах по строительству мощностей за рубежом, а также расширения глобального портфеля активов. Качественным прорывом на этом направлении стало решение ОАЭ создать с австрийской OMV новую очень крупную транснациональную компанию глобального значения. Транснационализация нефтехимического бизнеса позволит Эмиратам обеспечить рынок для экспорта сырой нефти и расширить ниши на рынках нефтехимии не только развивающихся, но и развитых стран.

Развитие нефтехимии неизбежно ведет к росту выбросов парниковых газов в атмосферу. Выбирая между задачей поддержания высокой экономической динамики и императивами декарбонизации, и Саудовская Аравия, и ОАЭ сделали выбор в пользу экономического роста.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ / REFERENCES

1. Karanfil F., Omgba L.D. The Energy Transition and Export Diversification in Oil-Dependent Countries: The Role of Structural Factors. *Ecological Economics*, 2023, vol. 204, 107681. DOI: 10.1016/j.ecolecon.2022.107681
2. Zhukov S.V., Kopytin I.A., Maslennikov A.O., Sinitsyn M.V. Oil Exporting Countries: Analysis of Economic Growth Opportunities Through Export Diversification in a Low-Carbon World. *Studies on Russian Economic Development*, 2023, vol. 34, no. 5, pp. 573-582. DOI: 10.1134/S1075700723050179
3. Djimeu E.W., Omgba L.D. Oil Windfalls and Export Diversification in Oil-Producing Countries: Evidence from Oil Booms. *Energy Economics*, 2019, vol. 78, pp. 494-507. DOI: 10.1016/j.eneco.2018.11.033
4. Ghoddsi H., Wirl F. A Risk-Hedging View to Refinery Capacity Investment in OPEC Countries. *The Energy Journal*, 2021, vol. 42, no. 1, pp. 67-92. DOI: 10.5547/01956574.42.1.hgho
5. Zhang Y., Xing E., Han W., Yang P., Zhang, S., Liu S., Li M. Petrochemical Industry for the Future. *Engineering*, 2024, vol. 43, pp. 99-114. DOI: 10.1016/j.eng.2024.06.017

²⁹ Su E. SABIC Sees COVID-19 Change Plastic Usage, Need to Maintain Sustainability Efforts. SABIC. 11.08.2020. Available at: <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/petrochemicals/081120-interview-sabic-sees-covid-19-change-plastic-usage-need-to-maintain-sustainability-efforts> (accessed 24.12.2024).

6. Liu F., Shao S., Zhang C. How Do China's Petrochemical Markets React to Oil Price Jumps? A Comparative Analysis of Stocks and Commodities. *Energy Economics*, 2022, vol. 92, 104979. DOI: 10.1016/j.eneco.2020.104979
7. Jennings E.T., Hamlin P.J., Hamlin C., Cullen J.M. Connected, Complex, and Carbonized: The Country Archetypes of the Petrochemicals Sector. *Energy Research and Social Science*, 2024, vol. 118, 103826. DOI: 10.1016/j.erss.2024.103826
8. Копытин И.А. Мировой рынок нефти: пандемия приблизит пик глобального спроса на нефть. *Мировая экономика и международные отношения*, 2020, т. 64, № 9, сс. 26-36. [Kopytin I.A. World Oil Market: The Pandemics Will Bring Global Peak Oil Demand Closer. *World Economy and International Relations*, 2020, vol. 64, no. 9, pp. 26-36. (In Russ.)] DOI: 10.20542/0131-2227-2020-64-9-26-364
9. Жуков С.В., Копытин И.А., Масленников А.О., Резникова О.Б., Синицын М.В. Трансформация мирового рынка нефти: драйверы и перспективы. *Мировая экономика и международные отношения*, 2023, т. 67, № 10, сс. 5-18. [Zhukov S.V., Kopytin I.A., Maslennikov A.O., Reznikova O.B., Sinitsyn M.V. Transformation of World Oil Market: Drivers and Prospects. *World Economy and International Relations*, 2023, vol. 67, no. 10, pp. 5-18. (In Russ.)] DOI: 10.20542/0131-2227-2023-67-10-5-18
10. Al Mestneer R., Bollino C.A. Long-Term Forecasting Models of Oil Demand Emerging from the Global Petrochemical Sector. *Energies*, 2024, vol. 17, no. 20, 5046. <https://doi.org/10.3390/en17205046>
11. Adelman M.A., Zimmerman M.B. Prices and Profits in Petrochemicals: An Appraisal of Investment by Less Developed Countries. *The Journal of Industrial Economics*, 1974, vol. 22, no. 4, pp. 245-254. <https://doi.org/10.2307/2097973>
12. Копытин И.А. Saudi Aramco: ускоренная достройка вертикальной интеграции по модели супермейджеров? *Инновации и инвестиции*, 2019, № 12, сс. 75-79. [Kopytin I.A. Saudi Aramco: Accelerated Building of Vertical Integration Following Supermajor's Model? *Innovation and Investment*, 2019, no. 12, pp. 75-79. (In Russ.)] Available at: <https://www.imemo.ru/publications/info/saudi-aramco-uskorennaya-dostroyka-vertikalnoy-integratsii-po-modeli-supermeydzherov> (accessed 24.12.2024).
13. Abo-Khalil A.G. Carbon Neutrality and Energy Production in the UAE: Challenges and Opportunities for the Petrochemical Industries. *Journal of Engineering Research*, September 2024. DOI: 10.1016/j.jer.2024.07.021
14. Cullen L., Meng F., Lupton R., Cullen J.M. Reducing Uncertainties in Greenhouse Gas Emissions from Chemical Production. *Nature Chemical Engineering*, 2024, vol. 1, no. 4, pp. 311-322. DOI: 10.1038/s44286-024-00047-z
15. Hamieh A., Rowaihy F., Al-Juaied M., Abo-Khatwa A.N., Afifi A.M., Hoteit H. Quantification and Analysis of CO₂ Footprint from Industrial Facilities in Saudi Arabia. *Energy Conversion and Management: X*, 2022, no. 16, 100299. DOI: 10.1016/j.ecmx.2022.100299
16. Rowaihy F., Hamieh A., Odeh N., Hejazi M., Al-Juaied M., Afifi A.M., Hoteit H. Decarbonizing Saudi Arabia Energy and Industrial Sectors: Assessment of Carbon Capture Cost. *Carbon Capture Science & Technology*, 2025, vol. 14, 100375. <https://doi.org/10.1016/j.ccst.2025.100375>
17. Mahmood H., Alkhateeb T.T.Y., Furqan M. Oil Sector and CO₂ Emissions in Saudi Arabia: Asymmetry Analysis. *Palgrave Communications*, 2020, vol. 6, no.1, pp. 1-10. DOI: 10.1057/s41599-020-0470-z

КРИЗИС ЭНЕРГОПЕРЕХОДА В ГЕРМАНИИ

© ЖУКОВ С.В., ПОПАДЬКО А.М., 2025

ЖУКОВ Станислав Вячеславович, доктор экономических наук, член-корреспондент РАН, заместитель директора по научной работе.

Национальный исследовательский институт мировой экономики и международных отношений им. Е.М. Примакова РАН, РФ, 117997 Москва, ул. Профсоюзная, 23 (zhukov@imemo.ru), ORCID: 0000-0003-2021-2716

ПОПАДЬКО Артем Михайлович, кандидат экономических наук, научный сотрудник Центра энергетических исследований.

Национальный исследовательский институт мировой экономики и международных отношений им. Е.М. Примакова РАН, РФ, 117997 Москва, ул. Профсоюзная, 23 (popadkoa@imemo.ru), ORCID: 0000-0003-3619-6538

Жуков С.В., Попадько А.М. Кризис энергоперехода в Германии. *Анализ и прогноз. Журнал ИМЭМО РАН*, 2025, № 3, сс. 64-79. DOI: 10.20542/afij-2025-3-64-79 EDN: THGNBE

DOI: 10.20542/afij-2025-3-64-79

EDN: THGNBE

УДК: (338.1+338.2+620.9):(430)

Оригинальная статья

Поступила в редакцию 10.06.2025.

После доработки 14.07.2025.

Принята к публикации 26.07.2025.

В фокусе статьи находится разворачивающийся со второй половины 2021 г. кризис в энергетике Германии в общем контексте рецессии, переживаемой национальной экономикой. Авторы показывают, что одной из причин рецессии стали ошибки регуляторов, задавших слишком высокую скорость перехода к энергетической системе, основанной на новых возобновляемых источниках энергии. С 2022 г. энергетический и общеэкономический кризис углубился в результате экзогенного шока, порожденного геополитическим кризисом вокруг Украины. Ответом федерального правительства на усиление кризиса стала радикализация энергетического перехода. Приход к власти новой правящей коалиции, которая только начала свою работу, ускорил процесс разрушения базовых компонентов прежней германской экономической модели. При том, что основные элементы климатической и энергетической стратегии сохранены пока без изменения, прежняя максима “энергетическая политика есть климатическая политика” достаточно быстро заменяется другой – энергетическая политика должна обеспечить глобальную конкурентоспособность экономики Германии. На основе анализа статистических и фактологических данных сделаны выводы, что, во-первых, новое правительство намерено рационализировать стратегию энергоперехода за счет большего внедрения рыночных начал в секторе новых возобновляемых источников энергии; во-вторых, крупной промышленности брошен спасательный круг в виде субсидирования цен на электроэнергию; в-третьих, увеличены плановые объемы строительства мощностей в газовой электроэнергетике. Авторы отмечают, что Германия методом проб и ошибок будет искать баланс между взятым курсом на милитаризацию экономики и энергопереходом, тем более что оба эти направления развития выступают скорее конкурентами за финансовые ресурсы. В среднесрочной и долговременной перспективе курс на рационализацию



Контент доступен под лицензией [Creative Commons Attribution-NonCommercial 4.0 International](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/).

развития энергетики с высокой вероятностью создаст предпосылки для ускорения энергетического перехода в более устойчивом режиме.

Ключевые слова: Германия, энергопереход, кризис модели роста, промышленность, внешнеторговый баланс, солнечная и ветровая энергетика, системные издержки электроэнергетики.

Вклад авторов: авторы внесли равный вклад в концептуализацию и написание статьи.

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов финансового и нефинансового характера.

Финансирование: авторы заявляют об отсутствии внешнего финансирования.

CRISIS OF ENERGY TRANSITION IN GERMANY

Original article

Received 10.06.2025. Revised 14.07.2025. Accepted 26.07.2025.

ZHUKOV Stanislav V. (zhukov@imemo.ru), ORCID: 0000-0003-2021-2716,
Primakov National Research Institute of World Economy and International Relations, Russian
Academy of Sciences (IMEMO), 23, Profsoyuznaya Str., Moscow 117997, Russian Federation.

POPADKO Artem M. (popadkoa@imemo.ru), ORCID: 0000-0003-3619-6538,
Primakov National Research Institute of World Economy and International Relations, Russian
Academy of Sciences (IMEMO), 23, Profsoyuznaya Str., Moscow 117997, Russian Federation.

This article focuses on the crisis in the German energy sector unfolding since the second half of 2021 in the general context of the recession experienced by the German economy. The authors show that one of the reasons for the recession was the mistakes of regulators who set the speed of transition to an energy system based on new renewable energy sources too high. Since 2022, the energy and general economic crisis has deepened as a result of the exogenous shock generated by the geopolitical crisis around Ukraine. The federal government's response to the growing crisis was to radicalize the energy transition. The coming to power of the new ruling coalition, who just started its work, accelerated the process of destroying the basic components of the former German economic model. Despite the fact that the main elements of the climate and energy strategy have remained unchanged so far, the former maxim 'energy policy is a climate policy' is quickly replaced by another one – energy policy should ensure the global competitiveness of the German economy. Based on the analysis of statistical and factual data, it is concluded that, firstly, the new government intends to rationalize the energy transition strategy by increasing the introduction of market principles in the sector of new renewable energy sources; secondly, a lifeline has been thrown to large-scale industry in the form of subsidizing electricity prices; thirdly, planned capacity construction volumes have been increased in the gas-fired electric power industry. The authors stress that Germany will also try to find a balance between the policy of militarization of the economy and energy transition, especially since both of these areas of development are more likely to compete for financial resources. In the medium and long term, the policy of rationalizing energy development is highly likely to create prerequisites for accelerating the energy transition in a more sustainable regime.

Keywords: Germany, energy transition, crisis of economic model, industry, foreign trade balance, solar and wind energy, system cost of electricity.

About the authors:

ZHUKOV Stanislav V., Doct. Sci. (Econ.), Corresponding Member of the Russian Academy of Sciences (RAS), Deputy Director for Scientific Work;

POPADKO Artem M., Cand. Sci. (Econ.), Researcher, Center for Energy Research.

Competing interests: no potential competing financial or non-financial interest was reported by the author.

Funding: the authors declares no external funding.

For citation: Zhukov S.V., Popadko A.M. Crisis of Energy Transition in Germany. Analysis and Forecasting. IMEMO Journal, 2025, no. 3, pp. 64-79. DOI: 10.20542/afij-2025-3-64-79 EDN: THGNBE

ВВЕДЕНИЕ

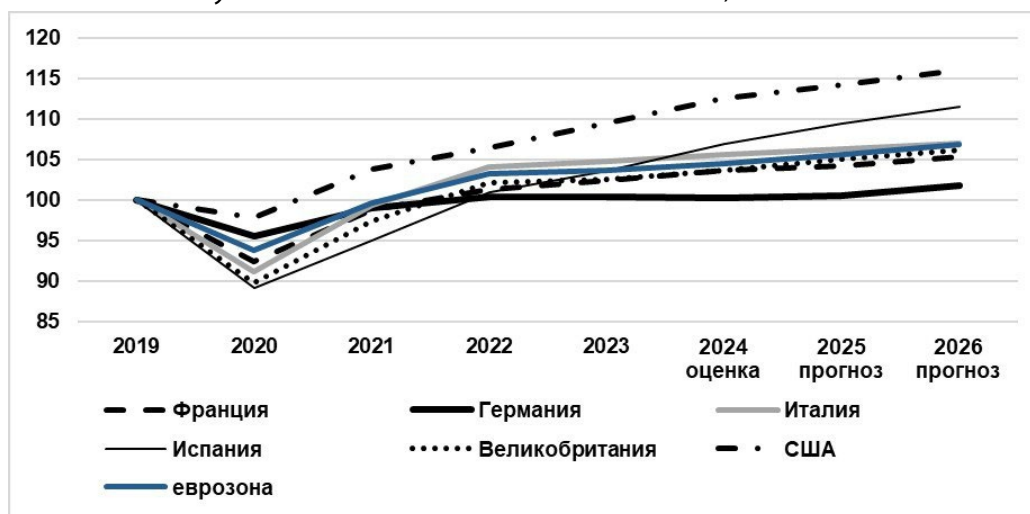
Современная Германия столкнулась с самым серьезным за послевоенную историю кризисом модели экономического развития. В основе надломленной чередой экзогенных и эндогенных шоков 2020–2024 гг. модели роста страны лежали: глобальная конкурентоспособность германской промышленности, особенно машиностроения; высокий уровень национальных сбережений, которые аккумулировались в банковской системе; относительно дешевые, во всяком случае до 2017–2018 гг., энергоресурсы, импортировавшиеся в значительных объемах из России; низкий уровень военных расходов; кооперативное взаимодействия бизнеса и наемных работников. В современных условиях продолжается процесс разрушения базовых компонентов германской экономической модели, что обусловлено не только внешними шоками, но и структурными проблемами и диспропорциями, которые долгое время накапливались в латентной форме и в настоящий момент вырвались наружу.

В фокусе настоящей статьи находится проблема кризиса энергетического перехода в германской экономике, который является и одной из причин, и органичной частью общеэкономического кризиса. Мир впервые сталкивается с глубоким кризисом в экономике с высокой долей новых возобновляемых источников энергии в генерации электроэнергии, причем этот кризис разворачивается в третьей крупнейшей экономике мира. С учетом того, что энергопереход является одним из основных структурных сдвигов в мировой экономике, анализ германского кризиса и политики выхода из него представляет собой абсолютно новую научную задачу, которая к тому же имеет чрезвычайно важную практическую значимость.

ДИНАМИКА ВВП, ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА И ВНЕШНЕТОРГОВОГО САЛЬДО

Начиная с 2022 г., Германия по динамике валового внутреннего продукта начала заметно отставать от других крупных экономик Европы и особенно США (рис. 1). И это при том, что в 2020 г. германская экономика продемонстрировала меньшую чувствительность к экзогенному шоку глобальной коронавирусной инфекции по сравнению с Великобританией, Испанией, Италией и Францией. Согласно прогнозу Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР), опубликованному в июне 2025 г., динамика ВВП Германии в ближайшие два года останется вялой, и страна вряд ли сможет по трендовым темпам роста “подтянуться” к крупнейшим европейским экономикам и тем более США.

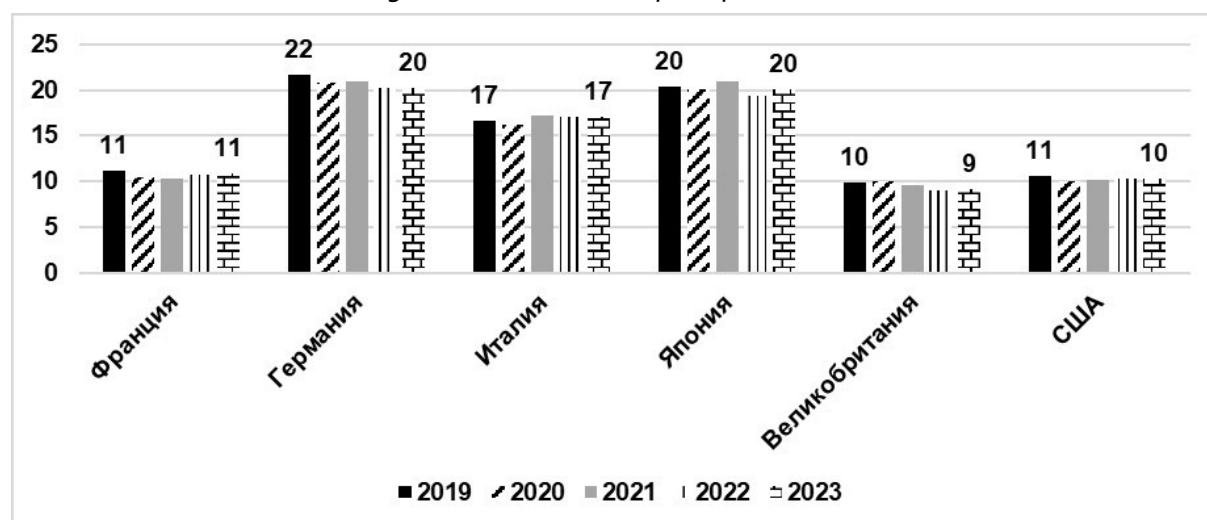
Рисунок 1. Крупнейшие европейские экономики и США:
динамика индекса ВВП в постоянных ценах, 2019=100
Figure 1. The Largest European Economies and the USA:
Dynamics of the GDP Index in Constant Prices, 2019=100



Источник: рассчитано авторами по базе данных ОЭСР¹.

Темпы экономического роста Германии определяются в значительной мере динамикой обрабатывающей промышленности и экспорта. И промышленность, и внешнеторговый сектор в возрастающей степени испытывают негативное влияние повышенных цен на энергию. По вкладу обрабатывающей промышленности в производство ВВП ФРГ среди развитых стран с крупной экономикой стоит на одном уровне с Японией (рис. 2). В обеих странах вклад обрабатывающих отраслей в производство добавленной стоимости находится на уровне 20%. В США, Франции и Великобритании этот показатель находится на уровне 9–11%.

Рисунок 2. Доля обрабатывающей промышленности в структуре производства добавленной стоимости в крупнейших экономика Европы, Японии и США, %
Figure 2. Share of Manufacturing in Structure of Value-Added Production in the Largest Economies of Europe, Japan and the USA, %



Источник: рассчитано авторами по базе данных UN National Accounts².

¹ Key Supply-Side Data. OECD Economic Outlook Statistical Annex. Available at: <https://www.oecd.org/en/topics/sub-issues/economic-outlook/oecd-economic-outlook-statistical-annex.html> (accessed 04.07.2025).

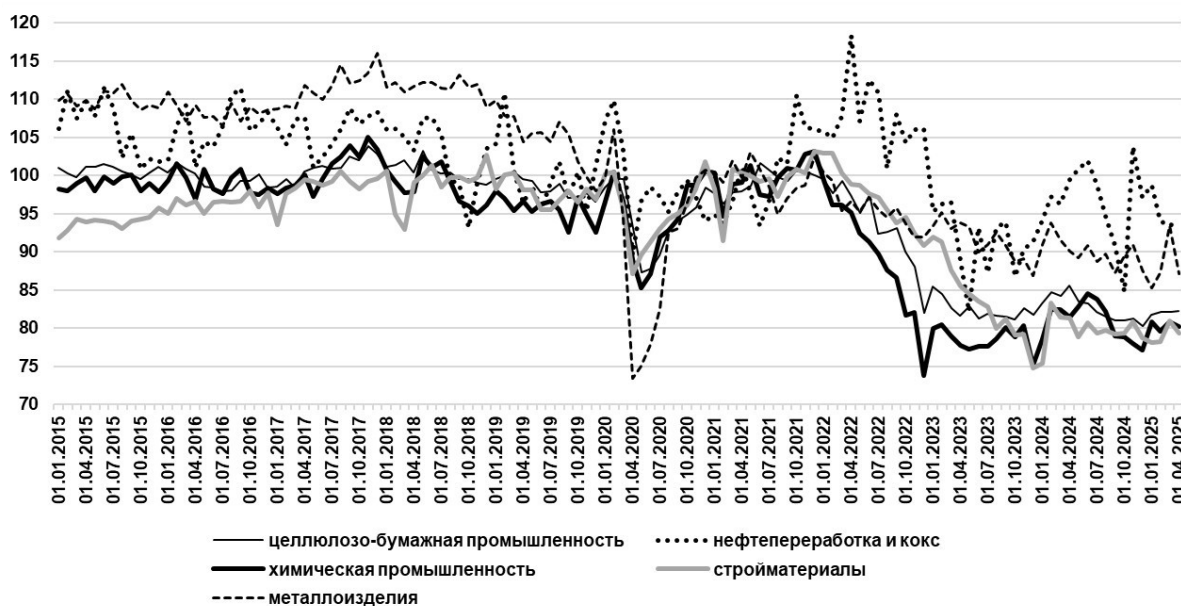
² UN National Accounts – Analysis of Main Aggregates (AMA). United Nations. Available at: <https://unstats.un.org/unsd/snaama/> (accessed 04.07.2025).

Рисунок 3. Германия: ежемесячная динамика индекса промышленного выпуска, 2021=100
Figure 3. Germany: Monthly Dynamics of the Industrial Output Index, 2021=100



Источник: данные Statistische Bundesamt (Destatis)³.

Рисунок 4. Германия: ежемесячная динамика индекса выпуска в энергоемких отраслях обрабатывающей промышленности, 2021=100
Figure 4. Germany: Monthly Dynamics of the Output Index in Energy-Intensive Manufacturing Industries, 2021=100



Источник: данные Statistische Bundesamt (Destatis)⁴.

Замедление германской экономики и сваливание ее в рецессию в 2023–2024 гг. связано также с проблемами во внешнем секторе. Среди развитых крупнейших стран экономика Германия является самой открытой. Отношение экспорта к ВВП в 2023 г. составило в Германии 43.4%, Испании – 38.1%, Франции – 34.3%, Италии – 33.7%, Великобритании – 31.7%, Японии

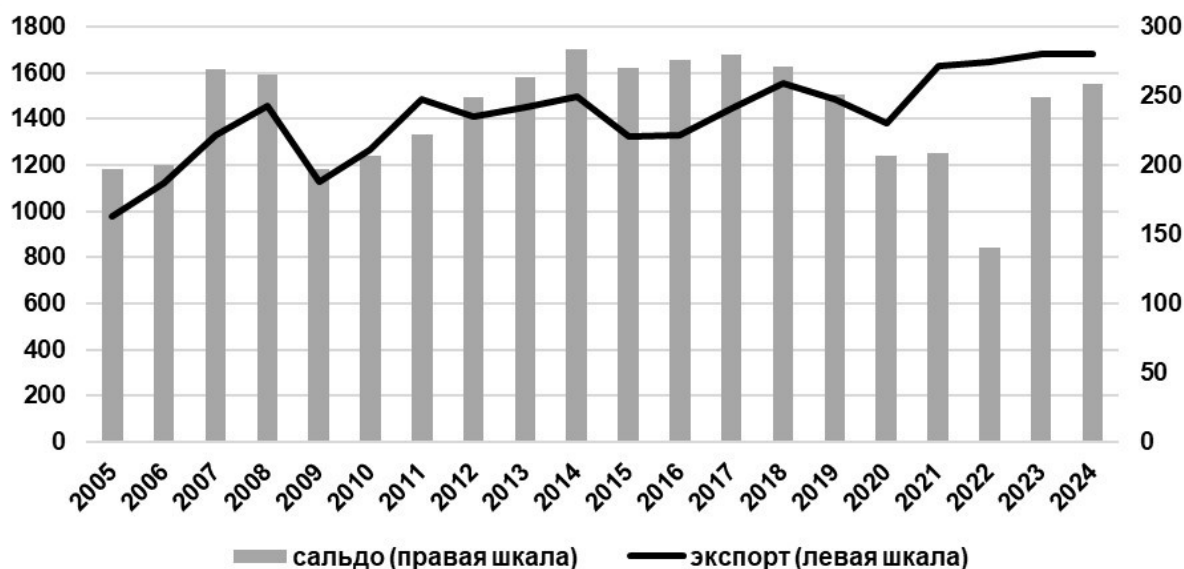
³ Bedeutung der energieintensiven Industriezweige in Deutschland. Statistische Bundesamt (Destatis). Available at: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/produktionsindex-energieintensive-branchen.html> (accessed 04.07.2025).

⁴ Produktionsindizes energieintensiver Industriezweige. Statistische Bundesamt (Destatis). Available at: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/produktionsindex-energieintensive-branchen.html> (accessed 04.07.2025).

– 21.8% и США – только 11%⁵. Стоимостной объем германского товарного экспорта в 2022–2024 гг. вырос, хотя и незначительно (рис. 5). Однако, начиная с 2018 г., стоимостной объем товарного импорта опережал рост экспорта. В 2022 г. сальдо внешнеторгового баланса опустилось до рекордно низкого за последние 20 лет уровня в 140 млрд евро. В 2023–2024 гг. ситуация с внешнеторговым балансом начала выправляться, но он по-прежнему оставался ниже уровня 2018 г.

Рисунок 5. Германия: динамика товарного экспорта и внешнеторгового сальдо в 2005–2024 гг., млрд. долл.

Figure 5. Germany: Dynamics of Merchandised Export and Foreign Trade Balance in 2005–2024, billion dollars



Источник: рассчитано по базе данных *International Trade Centre*⁶.

Опуская другие важные факторы, в первую очередь – усиление глобальной конкуренции с Китаем, совершающим стремительный экспортный прорыв на рынки всех стран мира, справедливо заключить, что причиной снижения внешнеторгового сальдо в германской экономике в 2021–2024 гг. стали повышенные цены на энергоносители, прежде всего природный газ.

КРИЗИС В ЭНЕРГЕТИКЕ

Долгосрочные тенденции развития современного энергетического перехода в Германии и влияния на этот переход экзогенных и эндогенных шоков проанализированы в значительном числе работ европейских и отечественных экономистов [1; 2; 3; 4; 5; 6; 7; 8; 9; 10]. Российские авторы [1; 2; 3; 4; 5; 6] подробно проанализировали германский энергетический кризис 2021–2022 гг., определили системные ошибки, допущенные в результате трансформации газового рынка, оценили последствия разрыва газовой связки Россия–Германия и раскрыли проблемы развития электроэнергетики с высокой долей энергоисточников с нестабильным электросигналом. В настоящей статье мы фокусируемся на ключевых изменениях в энергетической системе ФРГ и взаимосвязи этих изменений с общим процессом экономического роста в период с 2022 г. по первую половину 2025 г.

Потребление первичной энергии и электроэнергии в германской экономике снижается соответственно с 2006 и 2008 г. (рис. 6). С 2022 г. сокращение потребления и

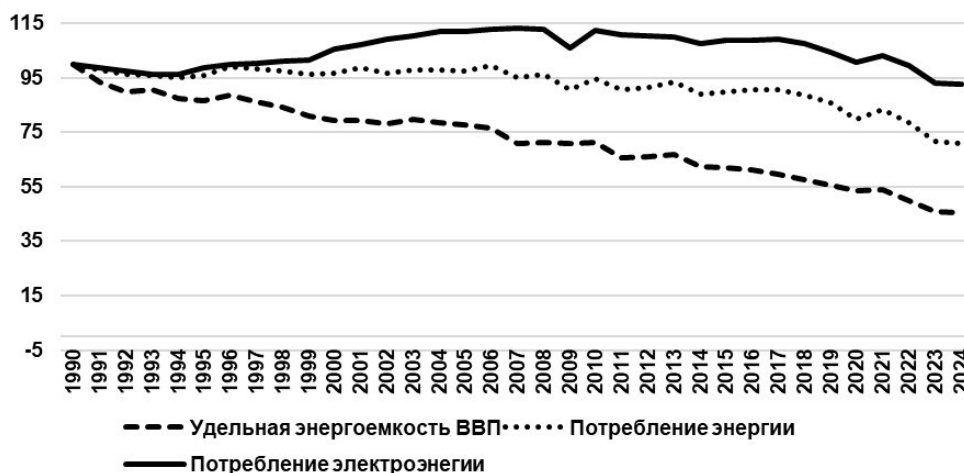
⁵ Рассчитано по базе данных ООН: *National Accounts Main Aggregates Database*. Available at: <https://unstats.un.org/unsd/snaama/Index> (accessed 04.07.2025).

⁶ *International Trade Centre*. Available at: https://www.trademap.org/Country_SelProductCountry_TS.aspx?nvpm=1%7c276%7c%7c%7cTOTAL%7c%7c%7c2%7c1%7c1%7c2%7c2%7c1%7c2%7c1%7c1%7c1 (accessed 04.07.2025).

первичной энергии, и электроэнергии ускорилось. В 2024 г. спрос на электроэнергию оказался на 11 п.п. ниже уровня 2021 г., спрос на электроэнергию за тот же период снизился на 12 п.п.

Рисунок 6. Германия: динамика индексов потребления энергии, электроэнергии и удельного потребления энергии в 1990–2024 гг., 1990=100

Figure 6. Germany: Dynamics of Indices of Energy and Electricity Consumption and Energy Consumption per Unit of GDP in 1990–2024, 1990=100



Источник: рассчитано авторами по данным AGEБ *Primärenergieverbrauch*⁷, AGEБ *Evaluation Tables of the Energy Balance for Germany*⁸, International Monetary Fund, *World Economic Outlook Database*⁹.

Столь глубокое сокращение потребления энергии в последние три года стало главным фактором рецессии в экономике Германии. С позиций “зеленого” радикализма, тенденции, развивающиеся в энергетике страны, можно даже оценивать положительно. Снижение потребления энергии позволяет опережающими темпами сокращать эмиссию парниковых газов, что, собственно, и является главной целью современного энергоперехода. Мы, однако, интерпретируем происходящее как кризис энергетики, который транслировался в общеэкономический кризис.

Во-первых, о кризисе свидетельствует разная динамика потребления и производства электроэнергии. Вплоть до 2022 г. включительно производство электроэнергии, несмотря на отчетливо выраженную тенденцию к снижению с 2018 г., превышало спрос на нее, и Германия оставалась чистым экспортером электроэнергии (рис. 7). В 2023 и 2024 г. для покрытия быстро снижающегося спроса она была вынуждена импортировать электроэнергию в масштабах, невиданных с 1990 г. Причиной такого развития событий стал ускоренный вывод из эксплуатации мощностей в атомной и угольной энергетике. В январе-мае 2025 г. снижение генерации электроэнергии к первым пяти месяцам 2024 г. продолжилось и составило 3.5%¹⁰.

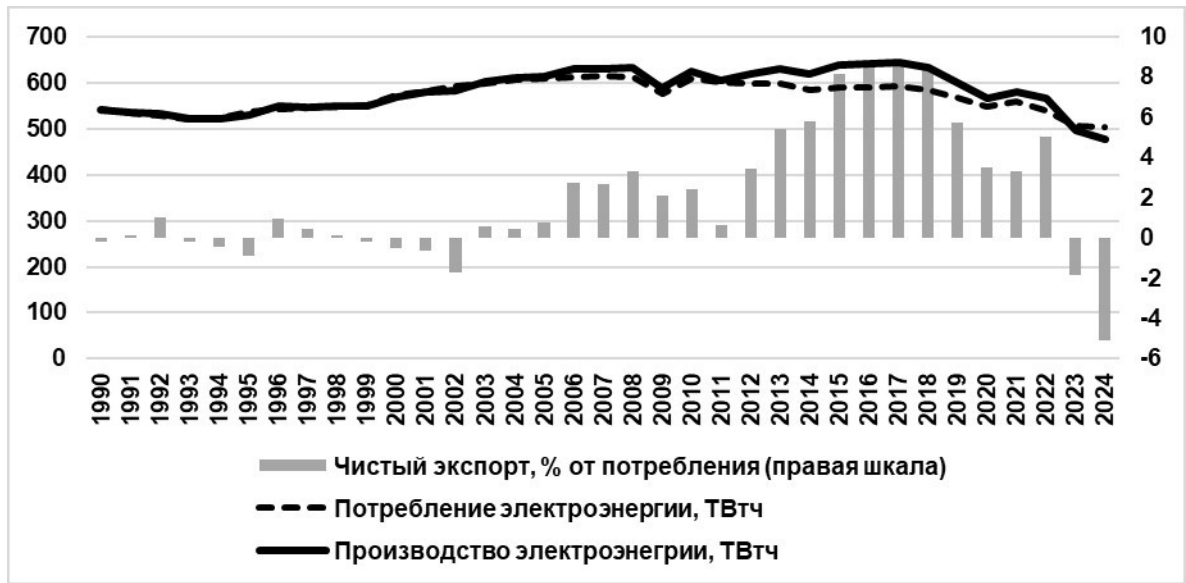
⁷ AGEБ *Primärenergieverbrauch. Jahr 2024*. 18.03.2025. Available at: <https://ag-energiebilanzen.de/daten-und-fakten/primaerenergieverbrauch/> (accessed 04.07.2025).

⁸ AGEБ *Evaluation Tables of the Energy Balance for Germany. Energy Data for the Years 1990 to 2023*. 18.03.2025. Available at: <https://ag-energiebilanzen.de/en/data-and-facts/evaluation-tables-on-the-energy-balance/> (accessed 04.07.2025).

⁹ *World Economic Outlook Database April 2025 Edition*. International Monetary Fund. Available at: <https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2025/april/select-country-group> (accessed 04.07.2025).

¹⁰ *Monthly Electricity Data*. Ember. Available at: <https://ember-energy.org/> (accessed 04.07.2025).

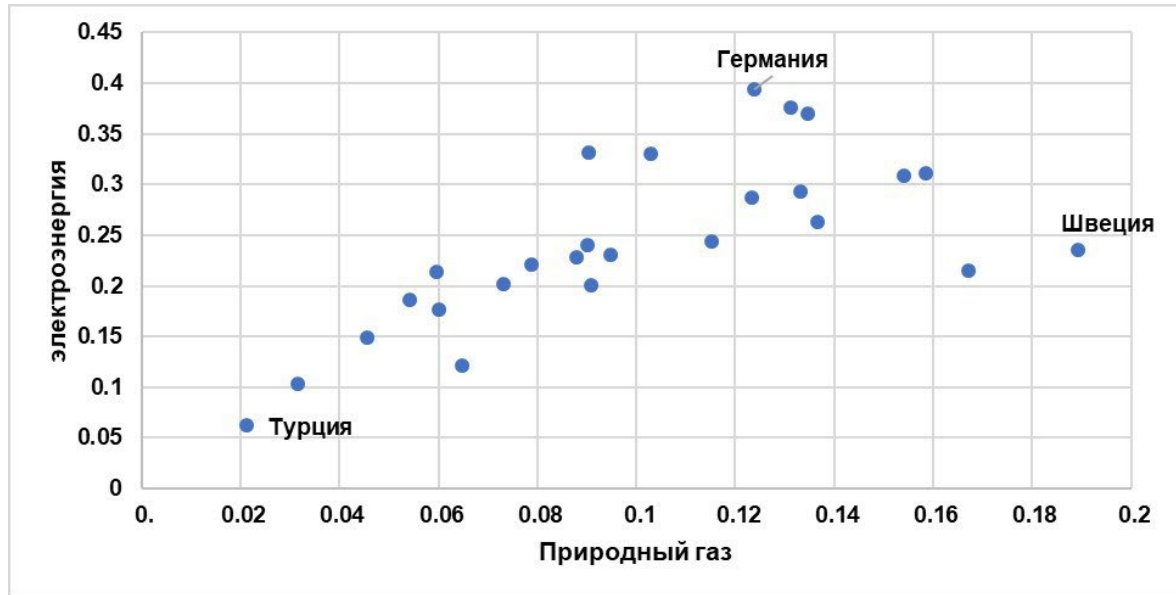
Рисунок 7. Германия: динамика производства и потребления электроэнергии в 1990–2024 гг.
Figure 7. Germany: Dynamics of Electricity Production and Consumption in 1990–2024



Источник: рассчитано авторами по данным *AGEB Primärenergieverbrauch, AGEB Evaluation Tables of the Energy Balance for Germany*.

Во-вторых, ускорение деструкции спроса на электроэнергию в 2022–2024 гг. вызвано высокими ценами на нее. Цены на электроэнергию как для домохозяйств, так и для бизнеса были в Германии во второй половине 2024 г. одними из самых высоких в Европе (рис. 8 и 9).

Рисунок 8. Цены на природный газ и электроэнергию для домохозяйств в Европе и Турции во второй половине 2024 г., евроцентов за 1 кВт·ч*
Figure 8. Natural Gas and Electricity Prices for Households in Europe and Turkey in the Second Half of 2024, euro cents per 1 kWh



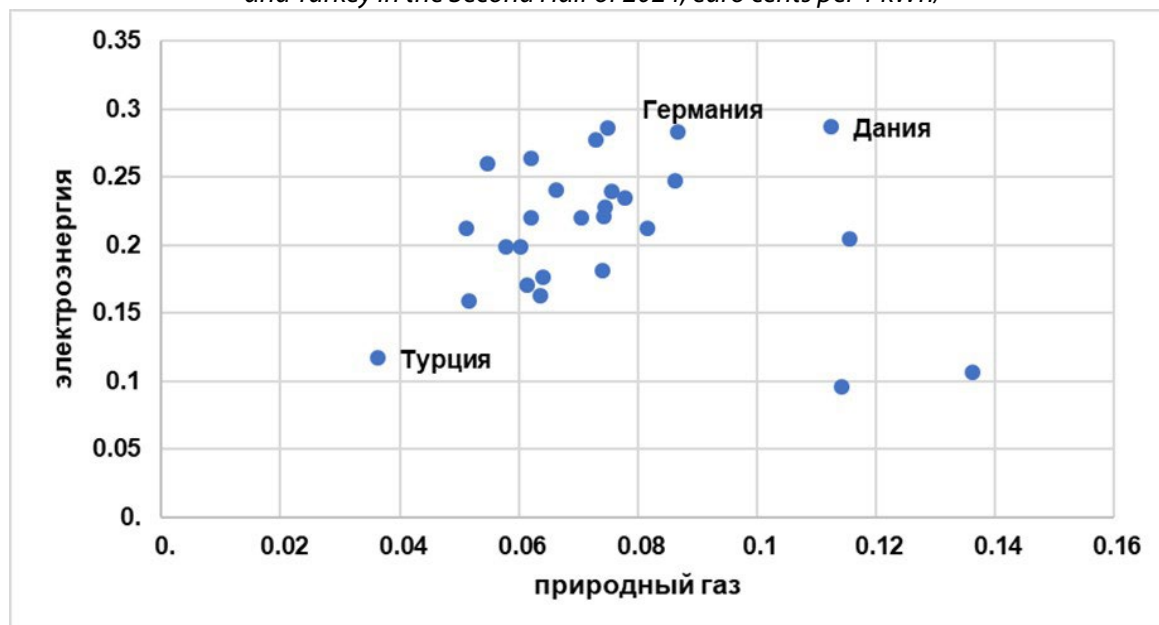
Источник: составлено авторами базе данных Eurostat¹¹.

*Потребление природного газа в диапазоне от 20 до 199 ГДж; потребление электроэнергии в диапазоне от 2500 до 4999 кВт·ч.

¹¹ Eurostat Electricity Prices for Household Consumers – Bi-Annual Data (from 2007 Onwards). Available at: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_204/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_price.nrg_pc (accessed 04.07.2025); Eurostat Gas Prices for Household Consumers – Bi-Annual Data (from 2007 Onwards). Available at: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_202/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_price.nrg_pc (accessed 04.07.2025).

Рисунок 9. Цены на природный газ и электроэнергию для бизнеса в Европе и Турции во второй половине 2024 г., евроцентов за 1 кВт·ч*

Figure 8. Natural Gas and Electricity Prices for Businesses in Europe and Turkey in the Second Half of 2024, euro cents per 1 kWh/



Источник: составлено авторами по базе данных Eurostat¹².

*Потребление природного газа в диапазоне от 10000 до 99999 ГДж; потребление электроэнергии в диапазоне от 500 до 1999 МВт·ч.

Важной причиной роста цен на электроэнергию является не только рост цен на импортируемый природный газ, но и продолжающееся увеличение вклада в совокупную электрогенерацию новых возобновляемых источников энергии (НВИЭ) на фоне сокращения вкладов атомной и угольной энергетики (табл. 1). В 2021 г. доля солнечной и ветровой энергетики в общей генерации составляла 30.8%, в 2024 г. она возросла до 44.2%. Эконометрическое моделирование по странам Европейского союза подтверждает, что цена на электроэнергию прямо пропорциональна доле НВИЭ в совокупной генерации, а также величине налога на эмиссию углерода [4].

Таблица 1. Германия: структура электрогенерации в разрезе первичных топлив в январе-мае 2021–2025 гг., %

Table 1. Germany: Structure of Electricity Generation by Primary Fuels in January-May 2021–2025, %

	2021	2022	2023	2024	2025
уголь	24.6	28.3	26.9	20.2	23.2
природный газ	17.7	14.7	15.7	17.6	15.4
другие ископаемые топлива	4.6	4.7	4.8	4.4	7.4
гидроэнергетика	3.3	3.2	3.8	4.6	3.3
атомная энергетика	11.5	5.6	3.1	0.0	0.0
ветровая энергетика	22.6	25.8	27.3	31.5	24.8
солнечная энергетика	8.2	9.8	10.2	12.7	17.4
биоэнергия и отходы	7.5	7.8	8.2	9.1	8.5
всего	100	100	100	100	100

Источники: рассчитано авторами по базе данных Ember¹³.

¹² Eurostat Electricity Prices for Non-Household Consumers – Bi-Annual Data (from 2007 Onwards). Available at: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_204/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_price.nrg_pc (accessed 04.07.2025); Eurostat Gas Prices for Non-Household Consumers – Bi-Annual Data (from 2007 Onwards). Available at: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_203/default/table?lang=en&category=nrg_price.nrg_price.nrg_pc (accessed 04.07.2025).

¹³ Monthly Electricity Data...

Высокая и растущая доля НВИЭ в структуре генерации делает электроэнергию не только более дорогой, но также подрывает основы физической безопасности энергосистемы в целом. В ноябре и декабре 2024 г. в германской энергосистеме наблюдалось критическое падение генерации *Dunkelflaute* (нем. буквально “темное затишье” – период, в течение которого ветровые и солнечные электростанции вырабатывают существенно меньшие объемы энергии или вовсе ее не производят)¹⁴. Показательно, что Швеция и Норвегия, которая не является членом Евросоюза, но входит в единую энергосистему ЕС, выступили с критикой энергетической политики Германии, так как наращивание последней импорта электроэнергии из электроэнергетической системы ЕС, учитывая повышенные цены на электроэнергию в германской экономике, привело к росту цен на электроэнергию в этих двух скандинавских странах. В перспективе проблему прерывистости генерируемого сигнала в ветровой и солнечной энергетике предполагается решить за счет существенного наращивания мощностей промышленных систем накопления энергии [11; 12;], но это вопрос не ближайшего будущего.

СМЕНА ПРАВЯЩЕЙ КОАЛИЦИИ – СМЕНА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ?

Новая правительственная коалиция Германии, которая приступила к работе в начале мая 2025 г., пока находится в процессе анализа реальной ситуации в экономике и энергетике страны. Запущены достаточно радикальные юридические и экономические решения, которые заметно повлияют на динамику и структуру энергетической системы, однако говорить о новой национальной энергетической и климатической стратегии пока преждевременно.

Очевидно, что в электроэнергетике федеральное правительство продолжит делать ставку на строительство современных газовых станций с тем, чтобы компенсировать выбытие мощностей угольной генерации и обеспечить поддержку низкоэмиссионных источников с нестабильным электросигналом. Принципиальное решение о строительстве 20 ГВт мощностей в газовой электрогенерации было принято прежней правительственной коалицией, в настоящее время известно, что аукционы на строительство первой очереди газовых станций совокупной мощностью 5 ГВт должны состояться до начала 2026 г.¹⁵ При этом, как отметил ряд наблюдателей, новый министр энергетики в отличие от прежнего не упоминает, что в будущем эти газовые станции должны быть перестроены на использование водорода¹⁶.

В случае усиления курса на экономическую рациональность и рыночную конкурентоспособность следует ожидать существенного пересмотра скорости энергетического перехода. Во-первых, сам переход должен быть вписан в промышленную политику. Это означает, что главной задачей становится снижение цен на электроэнергию, без чего германская промышленность и экономика в целом обречены на проигрыш в глобальной конкуренции. Во-вторых, идеалистическая цель построения энергосистемы, которая полностью опирается на возобновляемые источники энергии, должна быть, как минимум, отодвинута на вторую половину текущего века. Естественным, что даже минимальная коррекция энергетической и климатической политики в направлении экономической рациональности встретит значительное сопротивление со стороны сектора “зеленой” энергетики и ее многочисленных лоббистов, тем более что за последние десятилетия идеология “зеленого” развития глубоко укоренилась в массовом сознании.

¹⁴ Energy Outlook: Germany 2025 – Opportunities and Challenges in the Energy Sector. Watson Farley & Williams. 06.02.2025. Available at: <https://www.wfw.com/articles/energy-outlook-germany-2025-opportunities-and-challenges-in-the-energy-sector/> (accessed 04.07.2025).

¹⁵ Wehrmann B. Germany Aims for Gas Power Plant Auctions Before Year-End. Clean Energy Wire (CLEW). 05.06.2025. Available at: <https://www.cleanenergywire.org/news/germany-aims-gas-power-plant-auctions-year-end#> (accessed 04.07.2025).

¹⁶ Martin P. German Energy Minister Abandons Predecessor's Plans to Roll out Hydrogen Power Plants. 30.05.2025. Available at: <https://www.hydrogeninsight.com/policy/new-german-energy-minister-abandons-predecessors-plans-to-roll-out-hydrogen-power-plants/2-1-1826574> (accessed 04.07.2025).

Информация по ключевым проблемам энергетического перехода, обобщенная в табл. 2, подтверждает, что, невзирая на энергетический и общеэкономический кризис 2021–2024 гг., прежняя правящая коалиция провела законодательные новации, которые значительно радикализировали энергопереход. Здесь, в первую очередь, следует отметить законы о возобновляемых источниках энергии, офшорной ветровой энергетике и энергосбережении в зданиях, а также безоговорочную поддержку работы общеевропейской системы торговли разрешениями на выбросы парниковых газов *ETS-1*, национальной системы *ETS-2* и стратегии развития водородной энергетики.

Новая правящая коалиция, судя по предвыборным лозунгам и первым практическим шагам, попытается подтолкнуть сектор новых возобновляемых источников энергии в направлении большей рыночности. Конкретные новации в энергетической политике станут ясны только после того, как новое правительство предложит свое аргументированное видение относительно перспектив спроса на электроэнергию в среднесрочной и долгосрочной перспективе. Принципиально важны два момента. Во-первых, прогноз абсолютного спроса на электроэнергию. Многочисленные сценарии динамики спроса на электроэнергию в германской экономике до 2030 г. значительно разнятся между собой. Один из вариантов прогноза представлен в табл. 3. Имеются и более низкие прогнозы спроса на электроэнергию в 2030 г. Так, консалтинговое агентство *McKinsey & Company* полагает, что в случае продолжения действующих тенденций спрос может не превысить 530 ТВт·ч¹⁷. Но даже ориентируясь на минимальные оценки прогнозного спроса, остается неясным, каким образом власти смогут развернуть на 180 градусов тенденцию к сокращению потребления электроэнергии, которая действует, как отмечалось выше, с 2008 г.

Во-вторых, вклад НВИЭ в общую генерацию электроэнергии. При том, что в 2024 г. он составил 55%, к 2030 г. согласно закону 2023 г. он должен достичь 80%. Если этот показатель будет оставлен без изменения, это означает, что даже в сценариях минимального увеличения спроса на электроэнергию генерирующие мощности в солнечной и ветровой энергетике должны быть увеличены в 1.7 раза.

¹⁷ Zukunftspfad Stromnachfrage. Perspektiven zu Veränderungen der Energiebedarfe und deren Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Energiewende in Deutschland bis 2035. McKinsey&Company. Available at: https://www.mckinsey.de/~media/mckinsey/locations/europe%20and%20middle%20east/deutschland/news/presse/2025/2025-01-20%20zukunftsfpfad%20stromnachfrage/mckinsey_zukunftspfad%20stromnachfrage_januar%202025.pdf?_gl=1*11li4sk*_gcl_au*MTAwNzA3NTYyNy4xNzUyMjUxMDM4 (accessed 04.07.2025).

Таблица 2. Германия: законодательные инициативы и заявленные позиции по ключевым аспектам энергетического перехода, май 2025 г.
Table 2. Germany: Legislative Initiatives and Stated Positions on Key Aspects of the Energy Transition, May 2025

Закон/политика	Решения, одобренные правящей правительственной коалицией в 2021–2025 гг.	Позиция новой правящей правительственной коалиции на 2025–2029 гг.
Закон о возобновляемых источниках энергии (Erneuerbare-Energien-Gesetz EEG)	закон EEG 2023 г. повысил целевой показатель доли НВИЭ в производстве электроэнергии до 80%	сектор НВИЭ должен полностью рефинансировать свое развитие в условиях рыночной конкуренции
Закон об офшорной ветровой энергетике (German Offshore Wind Energy Act, WindSeeG)	цель на 2030 г. повышена до 30 ГВт установленных мощностей	планы по решению проблем спутной струи (ветровой тени); более тесное сотрудничество со странами – соседями по Северному морю для оптимизации размещения и строительства мощностей
рынок мощности	планы изменить дизайн рынка с 2028 г.	технологически нейтральный и рыночно ориентированный механизм управления мощностями
тендеры на строительство газовых электростанций (Kraftwerksstandortgesetz, KWStG)	законопроект о тендере на 12.5 ГВт мощностей в конце 2024 г. не получил поддержку Бундестага	цель – построить новые газовые мощности мощностью до 20 ГВт, чтобы помочь постепенно отказаться от угля и лигнита
Закон о комбинированном производстве тепла и электроэнергии (Combined Heat and Power Act, CHP Act)	получил межпартийную поддержку в январе 2025 г.	планируется корректировка в увязке с дизайном рынка мощности
законы о выходе из угольной генерации	попытка перенести дату выхода на 2030 г., за исключением контракта на закрытие лигнитовой шахты компании RWE, провалилась	закрытие угольных станций увязывается с введением в эксплуатацию новых генерирующих мощностей, окончательный выход к 2038 г.
Закон о климате/”Чистый ноль” 2045 (The Climate Protection Act/ Klimaschutzgesetz)	отменены годовые целевые показатели по секторам, но сохранены общие целевые показатели, принятые в 2021 г.	поддерживает национальную цель по достижению нулевого уровня выбросов к 2045 г. и цель ЕС по сокращению выбросов на 90% к 2040 г. с некоторыми оговорками
Закон о торговле квотами на выбросы углерода (Das nationale Emissionshandelssystem in Deutschland (nEHS)/EU-ETS-2)	налог на выбросы CO ₂ в торговой системе ETS-2 повышен до 55 евро/т в 2024 г. Планы по расширению охвата ETS-2 с 2026 г.	центральным инструментом декарбонизации остается ETS, поддерживается введение ETS-2 в ЕС с 2027 г.
Закон об энергосбережении в зданиях (Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden, GEG)	в 2023 г. принят Закон об отоплении, основной упор в котором сделан на продвижении тепловых насосов	”дорожная карта” для декарбонизации теплоэнергетики, развитие газовых сетей, финансирование централизованного теплоснабжения

THEMED ISSUE

THE STATE OF THE ENERGY TRANSITION:
ECONOMICS, TECHNOLOGY AND REGULATION

декарбонизация промышленности	запущены первые два тендера по контрактам на разницу (<i>contracts for difference, CfD</i>), приняты различные схемы поддержки	продолжение тендеров по контрактам на разницу, усиление внимания к системам улавливания и хранения углерода
водород и системы улавливания и хранения углерода	принята первая правовая нормативная база для водородной базовой сети стоимостью 20 млрд евро, одобрена стратегия развития систем улавливания и хранения углерода	быстрое наращивание климатически нейтральной водородной экономики на базе внутренних и импортных источников, ускорение принятия законодательства по системам улавливания и хранения углерода
дизайн рынка мощности в электроэнергетике	разделение страны на ценовые зоны отклонено, одобрена стратегия развития накопителей энергии	сохранение единой национальной ценовой зоны
реформа Закона об энергетической промышленности (<i>Energiewirtschaftsgesetz, EnWG</i>)	одобренны многочисленные частные изменения	изучение участия государства в энергетическом секторе, включая операторов сетей
Закон по энергетической безопасности (<i>Energiesicherheitsgesetz, EnSiG</i>)	пересмотр требований к заполнению хранилищ газа начался в феврале 2025 г.	отмена налога за хранение газа, новые рыночные инструменты для эффективного заполнения хранилищ газа, поддержка долгосрочных, географически диверсифицированных контрактов на импорт газа по низким ценам, стимулирование собственной добычи газа

Источники: составлено авторами по материалам *S&P Global*¹⁸.

¹⁸ Franke A. FEATURE: Germany's Next Energy Minister to Inherit Full Inbox Including Gas Plant Tenders. S&P Global. 02.05.2025. Available at: <https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/news-research/latest-news/electric-power/050225-feature-germanys-next-energy-minister-to-inherit-full-inbox-including-gas-plant-tenders> (accessed 04.07.2025).

Таблица 3. Германия: сценарии развития электроэнергетики на 2030 г.
Table 3. Germany: Scenarios for the Development of the Electric Power Industry
in 2030

	2024 факт	2030 прогноз		
		низкий спрос	центральный (плановый) сценарий	сценарий "зеленая" энергетика
спрос, ТВт·ч	502	572	613	624
установленные мощности, ГВт				
природный газ	23	31.3	30.9	31.5
каменный уголь	9.9	6.5	5.3	1.1
лигнит	14.7	14.6	10.6	5.7
солнечная энергетика	100	179	193	200
оншорная ветровая	64	96	103	107
офшорная ветровая	9	25	27	28
доля НВИЭ в генерации, %	55	80	80	80

Источники: составлено авторами по материалам S&P Global¹⁹.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Смена правительственной коалиции и отмена ограничений на наращивание государственного долга несколько повысила оптимизм относительно быстрого возвращения германской экономики на траекторию положительных темпов экономического роста. Как следует из решений нового правительства, основным структурным сдвигом в экономике станет ее ускоренная милитаризация. Оборонный бюджет страны уже к 2029 г. может быть увеличен до 162 млрд евро, что на 70% больше текущих военных расходов, включающих военную помощь Украине. Всего за 2025–2029 гг. военные расходы составят почти 650 млрд евро²⁰. Реализация новой военной политики невозможна без существенного наращивания производственных мощностей, что, как ожидается, даст положительный импульс всей экономике.

Систематическая позиция нового правительства в отношении энергетического перехода и декарбонизации экономического роста пока только формируется. Опуская политические ограничения, очевидно, что сложная диверсифицированная система госрегулирования, которая на протяжении последних десятилетий последовательно настраивалась под императивы низкоуглеродного развития и к которой вынужденно подстраивались экономические агенты, не может быть просто свернута без риска обрушения всей конструкции экономического роста. Поэтому изменения следует ожидать, во-первых, в скорости энергоперехода, во-вторых, в структуре использования первичных источников энергии. Практически неизбежно Германия будет вынуждена ускорить строительство газовых энергетических станций, а также ввести ценовые субсидии на электроэнергию для промышленности, чтобы повысить ее конкурентоспособность. При активном лоббировании Германии Еврокомиссия приняла решение разрешить государствам – членам ЕС субсидировать цены на электроэнергию предприятиям, производящим энергоемкую продукцию, а также компаниям, глобально конкурирующим за рынки сбыта с производителями третьих стран. В обмен на ценовые субсидии компании должны декарбонизироваться²¹. В Германии число получающих субсидии компаний планируется увеличить до 2200, а субсидии покроют половину их издержек на электроэнергию. Наряду с этим для крупных промышленных предприятий и фермеров

¹⁹ Franke A. Op. cit.

²⁰ Kowalcze K. Germany to Sell More Debt to Fund Growth and Defense Plans. *Bloomberg*, 24.06.2025. Available at: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2025-06-24/germany-to-sell-more-debt-as-coalition-ramps-up-defense-spending> (accessed 04.07.2025).

²¹ New State Aid Framework Enables Support for Clean Industry. *Press Release*. European Commission. 25.06.2025. Available at: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_25_1598 (accessed 07.06.2025).

будут снижены налоги на покупку электроэнергии с нынешних 1.54 евроцента за киловатт до минимального по ЕС уровня в 0.05 центов²². Ценовых субсидий и снижения налогов на покупку электроэнергии для малого бизнеса и домохозяйств в проекте бюджета не предусмотрено.

Также Германия методом проб и ошибок будет искать некий баланс, возможно, симбиоз между курсом на милитаризацию экономики и энергопереходом, тем более что оба эти направления развития выступают скорее конкурентами за финансовые ресурсы. В настоящее время энергетическая стратегия в определенном смысле поставлена на паузу. Конкретные предложения по ее модификации станут более ясны к концу 2025 г. На официальном уровне превалирует позиция, что острая фаза энергетического кризиса позади, что, в частности, отражает нисходящая динамика цен на природный газ. В июле 2025 г. правительство Германии ослабило мандат на обязательное заполнение подземных газохранилищ, указав на более чем достаточное предложение газа на рынке. Цена годового фьючерсного контракта на покупку газа в 2025 г. составила в середине текущего года около 38 евро/МВт·ч, что примерно в два раза выше, чем до газового кризиса, но существенно уступает пиковым ценовым уровням 2022 г. выше 300 евро/МВт·ч. Приход к власти новой правительственной коалиции, начавшей работу 6 мая 2025 г., ускорил процесс разрушения всех базовых компонентов прежней германской экономической модели.

При том, что основные элементы климатической и энергетической стратегии сохранены пока без изменения, прежняя максима “энергетическая политика есть климатическая политика” достаточно быстро заменяется другой – энергетическая политика должна обеспечить глобальную конкурентоспособность экономики Германии. С высокой вероятностью курс на рационализацию развития энергетики создаст предпосылки для ускорения энергетического перехода на рыночных принципах экономического роста.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ / REFERENCES

1. Белов В.Б. Экономическая политика Германии (зима 2023–2024). *Европейский Союз: факты и комментарии*, 2024, № 115, сс. 25–28. [Belov V.B. Economic Policy of Germany (Winter 2023–2024). *European Union: Facts and Comments*, 2024, no. 115, pp. 25–28. (In Russ.)] DOI: 10.15211/eufacts120242528
2. Громыко А.А., Ананьева Е.В., Алексеенкова Е.С. и др. *Европа в глобальной перестройке: Старый Свет – новые времена*. Москва, Институт Европы РАН, 2023. 508 с. [Gromyko A.A., Anan'eva E.V., Alekseenkova E.S., et al. *Europe in Global Reassembly: Old World – New Times*. Moscow, Institute of Europe, Russian Academy of Sciences (IE RAS), 2023. 508 p. (In Russ.)] DOI: 10.15211/978-5-98163-209-9
3. Жуков С.В., Резникова О.Б. Энергетический переход в США, Европе и Китае: новейшие тенденции. *Проблемы прогнозирования*, 2023, № 4, сс. 15–31. [Zhukov S.V., Reznikova O.B. Energy Transition in the United States, Europe and China: Latest Trends. *Studies on Russian Economic Development*, 2023, no. 4, pp. 15–31. (In Russ.)] DOI: 10.47711/0868-6351-199-15-31
4. Жуков С.В., Копытин И.А., Попад'ко А.М. Пределы интеграции новых возобновляемых источников энергии в электроэнергетике стран Евросоюза: экономические аспекты. *Контуры глобальных трансформаций: политика, экономика, право*, 2022, т. 16, № 1, сс. 203–223. [Zhukov S.V., Kopytin I.A., Popad'ko A.M. The Limits of New Renewable Energy Sources Integration in Electricity Sector in the EU Countries: Economic Aspects. *Outlines of Global Transformations: Politics, Economics, Law*, 2022, vol. 16, no. 1, pp. 203–223. (In Russ.)] DOI: 10.23932/2542-0240-2022-15-1-10
5. Попад'ко А.М. Стратегия правительства Германии по преодолению энергетического кризиса. *Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом*, 2023, № 6(222), сс. 59–65. [Popad'ko A.M. The Strategy of the German Government to Overcome the Energy Crisis. *Problems of Economics and Management of Oil and Gas Complex*, 2023, no. 6(222), pp. 59–65. (In Russ.)] DOI: 10.33285/1999-6942-2023-6(222)-59-65
6. Копытин И.А., Попад'ко А.М. Водородные стратегии крупнейших европейских энергетических компаний. *Современная Европа*, 2021, № 4(104), сс. 83–94. [Kopytin I.A., Popad'ko A.M. Hydrogen Strategies of the Largest European Energy Companies. *Contemporary Europe*, 2021, no. 4(104), pp. 83–94. (In Russ.)] DOI: 10.15211/soveurope420218394
7. Strunz S. The German Energy Transition as a Regime Shift. *Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH – UFZ Discussion Paper*, 2013, no. 10. 18 p. Available at: https://www.ufz.de/export/data/global/50133_10_2013_Strunz_Energy_Transition_gesamt.pdf (accessed 05.07.2025).
8. Unnerstall T. How Expensive Is an Energy Transition? A Lesson from the German Energiewende. *Energy, Sustainability and Society*, 2017, vol. 7, art. no. 38. <https://doi.org/10.1186/s13705-017-0141-0>

²² Kowalcze K. German Coalition Resists Calls for Wider Electricity-Tax Cut. *Bloomberg*, 03.07.2025. Available at: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2025-07-03/german-coalition-resists-calls-for-broader-electricity-tax-cut> (accessed 05.07.2025).

9. Horbach J., Rammer C. Energy Transition in Germany and Regional Spillovers: What Triggers the Diffusion of Renewable Energy in Firms? *ZEW – Centre for European Economic Research Discussion Paper No. 17-044* 2017. 26 p. <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3065899>
10. Fischer A., Malte K., Schaefer T. Gaslieferungen aus Russland können kurzfristig nicht kompensiert werden. *Wirtschaftsdienst*, 2022, no. 102(4), pp. 259-261. DOI: 10.1007/s10273-022-3162-z
11. Winter S., Schlesewsky L. The German Feed-In Tariff Revisited – An Empirical Investigation on Its Distributional Effects. *Energy Policy*, 2019, no. 132(5), pp. 344-356. DOI: 10.1016/j.enpol.2019.05.043
12. Child M., Kemfert C., Bogdanov D. Flexible Electricity Generation, Grid Exchange and Storage for the Transition to a 100% Renewable Energy System in Europe. *Renewable Energy*, 2019, no. 139, pp. 80-101. DOI: 10.1016/j.renene.2019.02.077

