

# ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ  
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№4(182), апрель 2023

ISSN 2409-5516  
РГАСНТИ 44.09.29

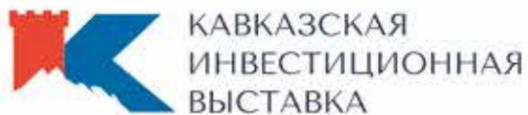


**Российская**  
Энергетическая  
Неделя 2023



**СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВЫПУСК**

**ГЛОБАЛЬНАЯ ТРАНСФОРМАЦИЯ ЭНЕРГОРЫНКА КАК СТИМУЛ  
РАЗВИТИЯ РОССИЙСКО-АФРИКАНСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА**



КАВКАЗСКАЯ  
ИНВЕСТИЦИОННАЯ  
ВЫСТАВКА

Организатор:



Пространство доверия

Стратегический партнер:



При поддержке:



Российская  
Энергетическая  
Неделя 2023



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКВЫ



Пространство доверия

# Кавказская инвестиционная выставка

ПОКОРИ ВЕРШИНЫ КАВКАЗА!

3-4 МАЯ 2023

МВЦ «МИНВОДЫЭКСПО» Г.МИНЕРАЛЬНЫЕ ВОДЫ



WWW.FORUMKAVKAZ.ORG

6+

11-13 октября  
Москва,  
ЦВЗ «Манеж»

[rusenergyweek.com](http://rusenergyweek.com)

Реклама 6+

# Содержание



## РЭН

- 4 В. Затынайко.** РЭН 2023 – энергетический контур будущего

## Слово редакторов

- 11 В. Бушуев, А. Горшкова.** Жаркие перспективы

## От первого лица

- 12 А. Новак.** Северный морской путь: дорога будущего

## Нефть

- 18 А. Мастепанов.** Нефтяные рынки в годы великих трансформаций

## Регионы

- 34 Л. Подобедова.** Россия и Африка: новый этап большой энергетики

- 42 А. Журавлева.** Станет ли Африка СПГ-звездой?

- 58 Н. Казеева, М. Козырева.** Гидроэнергетика Таджикистана: потенциал сегодня и возможности завтра

## Энергетика

- 66 В. Бушуев, Р. Василов, В. Зайченко, А. Чернявский.** Новые российские разработки для оптимизации энергоперехода

- 88 А. Догуб.** Прогнозирование как фактор надежности энергосистемы



# Contents

## REN

- 4 V. Zatyanaiko.** REN 2023 – the energy circuit of the future

## Editor's Column

- 11 V. Bushuev, A. Gorshkova.** Hot prospects

## In the first person

- 12 A. Novak.** Northern Sea Route: the road of the future

## Oil

- 18 A. Mastepanov.** Oil markets in the years of great transformations

## Region

- 34 L. Podobedova.** Russia and Africa: a new stage of big energy

- 42 A. Zhuravleva.** Will Africa become an LNG star?

- 58 N. Kazeeva, M. Kozyreva.** New Russian developments to optimize the Energy Transition

## Energy

- 66 V. Bushuev, R. Vasilov, V. Zaichenko, A. Chernyavsky.** New Russian developments to optimize the Energy Transition

- 88 A. Dogub.** Forecasting as a Factor of Energy System Reliability

### УЧРЕДИТЕЛЬ

Министерство энергетики Российской Федерации, 107996, ГСП-6, г. Москва, ул. Щепкина, д. 42

### УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ

ФГБУ «РЭА» Министерства энергетики Российской Федерации

### НАУЧНО-РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

**В. В. Бушуев** – д. т. н., проф., г. н. с. ОИВТ РАН  
**Е. О. Адамов** – д. т. н., науч. рук. АО «НИКИЭТ»  
**В. М. Батенин** – член-корр. РАН, д. т. н., проф.  
**П. П. Безруких** – д. т. н., проф. НИУ МЭИ  
**В. И. Богоявленский** – член-корр. РАН, д. т. н., проф., г. н. с. ИПНГ РАН  
**А. И. Громов** – к. г. н., гл. директор по энергетическому направлению Фонда «ИЭФ»  
**А. Н. Дмитриевский** – акад. РАН, д. г.-м. н., научный руководитель ИПНГ РАН  
**С. А. Добролюбов** – акад. РАН, д. г. н., проф., декан географического факультета МГУ

**О. В. Жданев** – к. ф.-м. н., зам. ген. директора ФГБУ «РЭА» Минэнерго России  
**В. М. Зайченко** – д. т. н., проф., г. н. с. ОИВТ РАН  
**М. Ч. Залиханов** – акад. РАН, д. г. н., проф., зав. ЦГиЧС КБГУ  
**В. М. Капустин** – д. т. н., проф., зав. кафедрой РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина  
**В. А. Крюков** – акад. РАН, д. э. н., директор ИЭОПП СО РАН  
**А. И. Кулапин** – д. х. н., ген. директор ФГБУ «РЭА» Минэнерго России  
**В. Г. Мартынов** – к. г.-м. н., д. э. н., проф., ректор РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина  
**А. М. Мастепанов** – акад. РАН, д. э. н., г. н. с. АЦЭПБ ИПНГ РАН

**Н. Л. Новиков** – д. т. н., проф., зам. науч. рук. АО «НТЦ ФСК ЕЭС»  
**В. И. Рачков** – член-корр. РАН, д. т. н., проф.  
**П. Ю. Сорокин** – первый зам. министра энергетики РФ  
**Д. А. Соловьев** – к. ф.-м. н., научный сотрудник Института океанологии РАН  
**В. А. Стенников** – акад. РАН, д. т. н., проф., директор ИСЭ им. Мелентьева СО РАН  
**Е. А. Телегина** – член-корр. РАН, д. э. н., проф., декан фак-та РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина  
**С. П. Филиппов** – акад. РАН, д. т. н., директор ИНЭИ РАН  
**А. Б. Яновский** – д. э. н., к. т. н.

**Главный редактор**  
Анна Горшкова

**Научный редактор**  
Виталий Бушуев

**Зам. главного редактора по продвижению**  
Виолетта Локтева

**Корректор**  
Роман Павловский

**Фотограф**  
Иван Федоренко

**Дизайн и верстка**  
Роман Павловский

**Адрес редакции:**  
129085, г. Москва, проспект Мира, д. 105, стр. 1  
+79104635357  
anna.gorshik@yandex.ru

Журнал зарегистрирован в Федеральной службе по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций

Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № 77–75080 от 07.03.2019

Журнал «Энергетическая политика» входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК

При перепечатке ссылка на издание обязательна

Перепечатка материалов и использование их в любой форме, в том числе в электронных СМИ, возможны только с письменного разрешения редакции

Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов

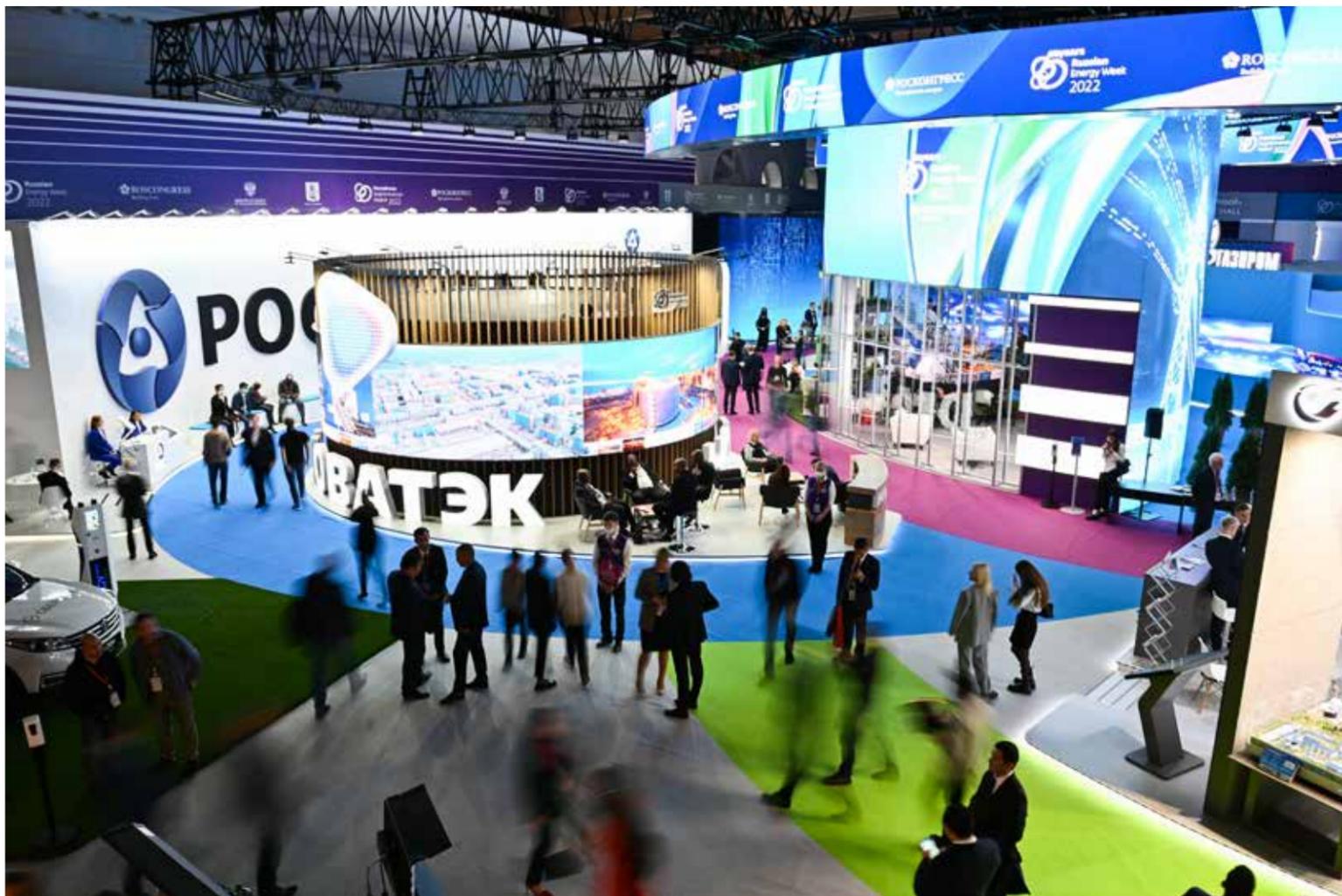
Редакция не имеет возможности вступать в переписку, рецензировать и возвращать не заказанные ею рукописи и иллюстрации

Тираж 1000 экземпляров  
Периодичность выхода 12 раз в год  
Цена свободная

Отпечатано в ООО «КОНСТАНТА», 308519, Белгородская область, Белгородский р-н, п. Северный, ул. Березовая, 1/12  
E-mail: info@konstanta-print.ru

Подписано в печать: 05.04.2023

16+



Владимир ЗАТЫНАЙКО

Заместитель директора Фонда «Росконгресс»,  
директор Международного форума «Российская энергетическая неделя»

## РЭН 2023 – энергетический контур будущего

Сегодня мы видим, как меняется структура мировой экономики: появляются новые финансовые центры, активизируются операции в национальных валютах, смещаются «центры тяжести» в крупном промышленном производстве и глобальной торговле. В этой глобальной трансформации энергетика является важной точкой опоры для социально-экономического роста и развития как мировой экономики в целом, так и отдельно взятых регионов. На этом фоне Российская энергетическая неделя (РЭН) становится флагманской площадкой, на которой будут обозначены новые контуры мировой энергетической системы, рассмотрены различные сценарии развития энергетического рынка, поставлены масштабные задачи и предложены перспективные варианты их решения. Ведь энергетика – это реальное выражение международных отношений.

Сейчас мы наблюдаем переориентацию российской экономики на новые рынки Азии и Африки. Если рынок АТР уже давно является одним из стратегических целей энергетической диверсификации, то сближение со странами Африки – это новое, важное геополитическое направление, которое может оказать существенное влияние на мировую экономику.

Еще на РЭН-2022 Российское энергетическое агентство Минэнерго России подписало стратегический меморандум о взаимопонимании и сотрудничестве со странами Африки, а также письмо о сотрудничестве с Центром по энергетике АСЕАН, что позволило создать базу для дальнейшего расширения региональных и страновых связей.

Россия обладает огромным опытом в реализации сложных нефтегазовых проектов, масштабном строительстве инфраструктуры, проведении геологоразведки и создании высокотехнологичных перерабатывающих производств. Этот опыт несомненно будет очень востребован среди африканских стран.

Россия является признанным мировым лидером в строительстве атомных электростанций. Доля электроэнергии, вырабатываемой атомными станциями, повышается с каждым годом, а ее рентабельность растет. Сейчас мы видим небывалый спрос на российские технологии в этой области во всем мире, в том числе среди африканских стран.

Кроме того, наша страна обладает уникальными технологиями по стро-

ительству гидроэлектростанций, как крупных, так и небольших. Этот опыт и возможности по его масштабированию на новых энергетических рынках позволяет нам, с одной стороны, оставаться крупнейшей энергетической державой, а с другой – принимать активное участие в реализации общемировой климатической повестки.

Несмотря на санкционное давление, Россия играет одну из ключевых ролей на глобальном энергетическом рынке. Успех РЭН-2022 это подтвердил. «Наша принципиальная позиция в том, что стабильность, сбалансированность энергетических рынков и безопасное будущее народов можно обеспечить только совместными усилиями в открытом, честном диалоге на принципах соли-

“

дарной ответственности и учёта национальных интересов друг друга», – заявил Президент России Владимир Путин на РЭН-2022.

Планируемый в октябре РЭН-2023 позволит раскрыть новые возможности российского энергетического сектора и расширить горизонты международного сотрудничества. На его базе будут представлены новые разработки и проекты, которые, безусловно, вызовут большой интерес у потенциальных инвесторов и партнеров.

Рассчитываем, что в этом году нам удастся отчетливо прочертить свой энергетический контур, найти конструктивный выход из положения в открытых, профессиональных и деполитизированных дискуссиях нашей площадки.

Фонд Росконгресс – социально ориентированный нефинансовый институт развития, крупнейший организатор общероссийских, международных, конгрессных, выставочных, деловых, общественных, молодежных, спортивных мероприятий и событий в области культуры, создан в соответствии с решением Президента Российской Федерации.

Фонд учрежден в 2007 году с целью содействия развитию экономического потенциала, продвижения национальных интересов и укрепления имиджа России. Фонд всесторонне изучает, анализирует, формирует и освещает вопросы российской и глобальной экономической повестки. Обеспечивает администрирование и содействует продвижению бизнес-проектов и привлечению инвестиций, способствует развитию социального предпринимательства и благотворительных проектов.

Участники из  
**208** стран и территорий

**> 15 000** представителей СМИ

**> 5 000** экспертов в России и за рубежом вовлечены в аналитическую и экспертную работу

**180** соглашений с внешнеэкономическими партнерами, объединениями промышленников и предпринимателей, финансовыми, торговыми и бизнес-ассоциациями

в **81** стране мира

**186** российских общественных организаций, федеральных органов исполнительной и законодательной власти, субъектов Российской Федерации

**РОССИЙСКИЙ ФОРУМ ДИЗАЙНА И МОДЫ**  
18–19 апреля 2023  
Москва, Россия

[FORUMDESIGNMODA.RU](http://FORUMDESIGNMODA.RU)

**КАВКАЗСКАЯ ИНВЕСТИЦИОННАЯ ВЫСТАВКА**  
3–4 мая 2023  
Минеральные воды, Россия

[FORUMKAVKAZ.ORG](http://FORUMKAVKAZ.ORG)

**XI ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ЮРИДИЧЕСКИЙ ФОРУМ**  
11–13 мая 2023  
Санкт-Петербург, Россия

[LEGALFORUM.INFO](http://LEGALFORUM.INFO)

**РОССИЯ – ИСЛАМСКИЙ МИР KAZANFORUM 2023**  
18–19 мая 2023  
Казань, Россия

[KAZANFORUM.RU](http://KAZANFORUM.RU)

**X Невский международный экологический конгресс**  
25–26 мая 2023  
Санкт-Петербург, Россия

[ECOCONGRESS.INFO](http://ECOCONGRESS.INFO)

**ПУТЕШЕСТВИЙ! РОССИЙСКИЙ ТУРИСТИЧЕСКИЙ ФОРУМ**  
8–11 июня 2023  
Москва, Россия

[RUSTRAVELFORUM.COM](http://RUSTRAVELFORUM.COM)

**ПМЭФ ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ФОРУМ**  
14–17 июня 2023  
Санкт-Петербург, Россия

[FORUMSPB.COM](http://FORUMSPB.COM)

**СИЛЬНЫЕ ИДЕИ ДЛЯ НОВОГО ВРЕМЕНИ**  
28–29 июня 2023  
Москва, Россия

[IDEAS-FORUM.RU](http://IDEAS-FORUM.RU)

**ФОРУМ БУДУЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ КВАНТОВЫЙ МИР ВЫЧИСЛЕНИЯ И СВЯЗЬ 2.0 2.3**  
10–14 июля 2023  
Москва, Россия

[CONFERENCE.RQC.RU](http://CONFERENCE.RQC.RU)

**РОССИЯ АФРИКА**  
26–29 июля 2023  
Санкт-Петербург, Россия

[SUMMITAFRICA.RU](http://SUMMITAFRICA.RU)

**ВОСТОЧНЫЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ФОРУМ**  
10–13 сентября 2023  
Владивосток, Россия

[FORUMVOSTOK.RU](http://FORUMVOSTOK.RU)

**ВСЕРОССИЙСКАЯ НЕДЕЛЯ ОХРАНЫ ТРУДА**  
26–29 сентября 2023  
Федеральная территория «Сириус», Россия

[RUSAFETYWEEK.COM](http://RUSAFETYWEEK.COM)

**ЭКО АЛТАЙ АЛТАЙСКИЙ ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ ФОРУМ**  
29–30 сентября 2023  
Горно-Алтайск, Россия

[ROSCONGRESS.ORG](http://ROSCONGRESS.ORG)

**Российская Энергетическая Неделя**  
11–13 октября 2023  
Москва, Россия

[RUSENERGYWEEK.COM](http://RUSENERGYWEEK.COM)

**УЗБЕКСКИЙ ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ФОРУМ**  
Октябрь 2023  
Самарканд, Узбекистан

[FORUMVERONA.COM](http://FORUMVERONA.COM)

**Российский винодельческий форум**  
Ноябрь 2023  
Москва, Россия

[WINEFORUM.INFO](http://WINEFORUM.INFO)

**22-31 декабря 2023 КОНГРЕСС МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ**  
Декабрь 2023  
Федеральная территория «Сириус», Россия

[KONGRESS.NAUKA.RF](http://KONGRESS.NAUKA.RF)



на русском языке  
[t.me/Roscongress](https://t.me/Roscongress)

на английском языке  
[t.me/RoscongressDirect](https://t.me/RoscongressDirect)

на испанском языке  
[t.me/RoscongressEsp](https://t.me/RoscongressEsp)

на арабском языке  
[t.me/RoscongressArabic](https://t.me/RoscongressArabic)



«Россети» –  
вместе  
в будущее



# Лучшее создается вместе

Весь спектр банковских услуг

карты

вклады

счета

кредиты

услуги для юр. лиц

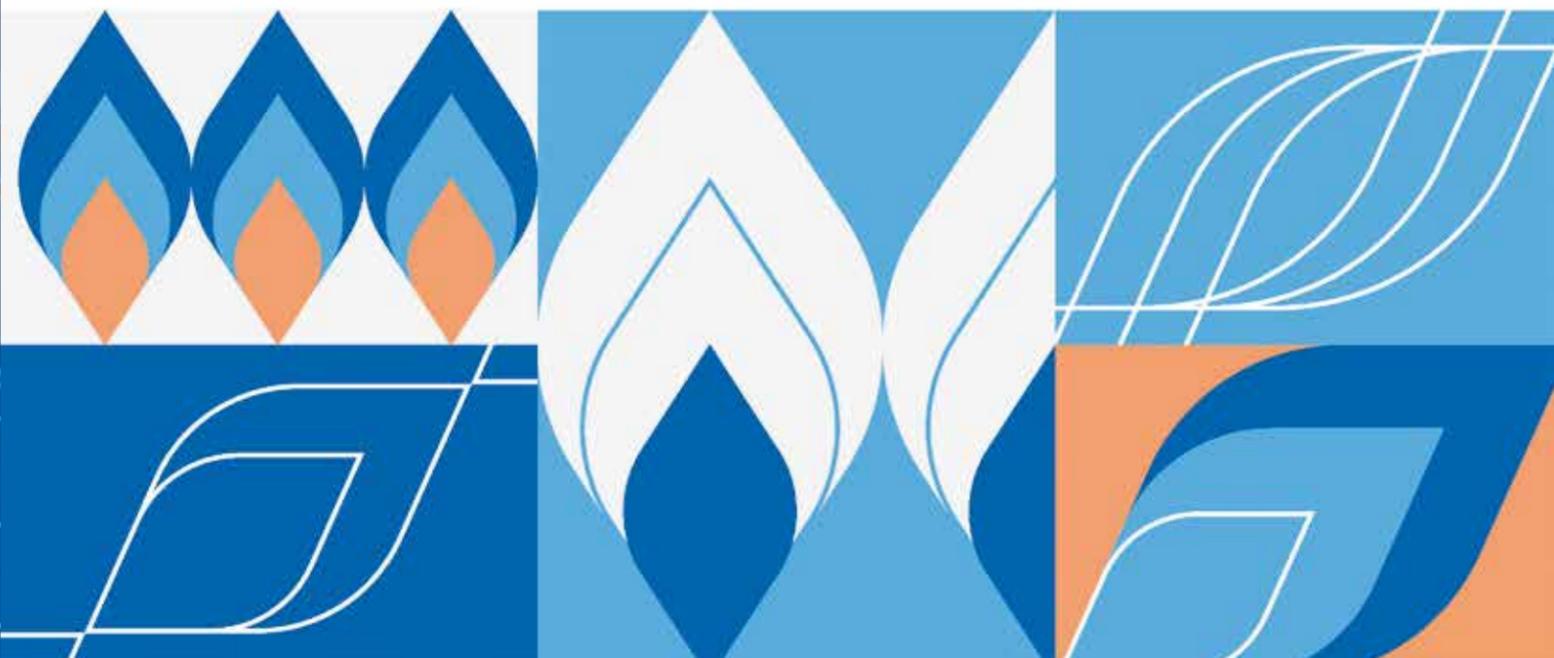
страхование

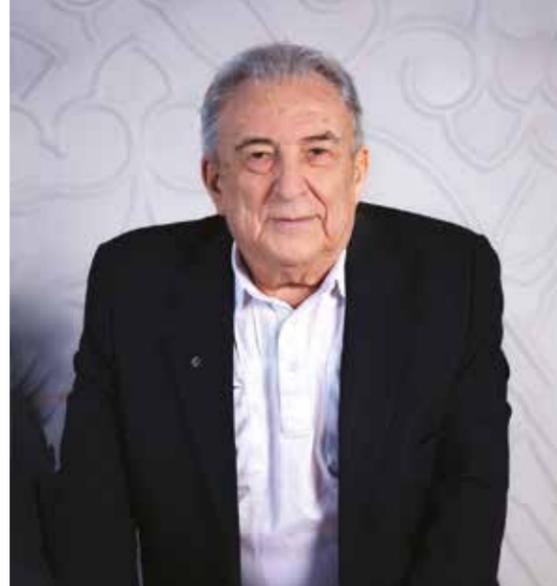
ипотека

рефинансирование

[gazprombank.ru](http://gazprombank.ru)

Банк ГПБ (АО). Ген. лицензия ЦБ РФ № 354. Реклама.





Виталий БУШУЕВ  
Научный редактор журнала  
«Энергетическая политика», акад. РАЕН и РИЭ, д. т. н.



Анна ГОРШКОВА  
Главный редактор журнала  
«Энергетическая политика»

## Жаркие перспективы

За долгую историю российский энергетический сектор накопил большой опыт: от геологоразведки и освоения сложных трудноизвлекаемых месторождений, до постройки с нуля новых нефтехимических производств. В России созданы крупнейшие в мире по протяженности сети газо- и нефтепроводов. Наша страна является бесспорным лидером в области ядерной энергетики. Этот опыт бесценен, особенно, для стран, которые только начинают идти по пути развития собственной энергетической отрасли.

«Российская энергетическая неделя» – это лучшая возможность поделиться знаниями и опытом, предложить свои технологии и возможности по реализации проектов. Журнал «Энергетическая политика» и «Росконгресс» совместно подготовят 4 специальных выпуска, посвященных основным темам и направлениям работы РЭН-2023. Первый выпуск посвящен сотрудничеству России и Африки.

Африка – это самый быстрый по темпам роста численности населения континент

и, соответственно, по темпам роста спроса на энергоресурсы. Рост спроса стимулирует и так называемый фактор отложенного потребления, когда большая часть населения континента, особенно в странах южнее Сахары, лишены постоянного доступа к электроэнергии. Одновременно этот регион является одним из мировых лидеров по запасам нефти и газа, большая часть из которых пока не освоена. Он обладает почти бесконечным потенциалом по развитию солнечной и ветряной энергетики. А выгодное экономико-географическое положение дает возможности развивать энергетические хабы, портовую и нефтегазовую инфраструктуру.

Энергетическое сотрудничество России и Африки может быть крайне плодотворно – российские компании могут поставлять в энергодефицитные страны нефть и нефтепродукты, участвовать в добывающих и инфраструктурных проектах. Африканские страны, со своей стороны, могут стать новыми рынками сбыта российских товаров, услуг и технологий.

**Александр НОВАК**

Заместитель председателя Правительства РФ

DOI 10.46920/2409-5516\_2023\_4182\_12

EDN: JZJHSK

# Северный морской путь: дорога будущего

В Арктической зоне Российской Федерации сосредоточены огромные запасы полезных ископаемых – нефти, газа, угля, а также редких металлов, камней и минералов, в том числе золота и алмазов. Для полноценного освоения этих природных ресурсов и их реализации необходимо наличие удобного, доступного и экономически эффективного транспортного коридора. Северный морской путь (СМП) – единственная водная магистраль, которая связывает все субарктические и арктические районы России. Кроме того, СМП на сегодняшний день – самый короткий и перспективный маршрут между Европой и Азией, что является дополнительным стимулом для развития ключевых отраслей промышленности Русского Севера и делает транспортный коридор все более привлекательным как для инвесторов, так и для грузоперевозчиков.

## История СМП

Интерес к современному маршруту Северного морского пути со стороны исследователей и торговцев возник еще в XIII–XVI веках. Первое сквозное плавание с востока на запад с зимовкой у полуострова Таймыр было совершено в конце первой четверти XX века, а уже в 1932 г. маршрут удалось пройти за одну навигацию. Еще через год состоялась первая транспортная перевозка из Ленинграда во Владивосток. В 1970–1980 гг. освоение СМП велось все более активными темпами, что во многом стало возможным благодаря формированию единственного в мире атомного ледокольного флота. В 1991 г. Северный морской путь был открыт для международного судоходства.

Сегодня длина от пролива Карские Ворота до Бухты Провидения составляет 5,6 тыс. км. Судходный маршрут проходит через шесть морей Северного Ледовитого океана: Баренцево, Карское, Лаптевых,

Восточно-Сибирское, Чукотское и Берингово. Транспортировка товаров из Азии в Европу по СМП занимает примерно на треть меньше времени, по сравнению с перевозками через Суэцкий канал.

В советское время рекордный объем перевозок по СМП был достигнут в 1987 г. – 6,6 млн т. При этом за последние шесть лет грузопоток по СМП увеличился более чем в три раза и превысил 34 млн т (в 2017 г. – 10,7 млн т), что на 2 млн т выше целевого значения. Мощность действующих портов и терминалов СМП в 2022 г. составила более 32 млн т.

## Нормативная и регуляторная база развития СМП

Развитию маршрута уделяется особое внимание со стороны Правительства Российской Федерации. Президент России поставил задачу сформировать на базе СМП современную конкурентоспособную логистическую систему, которая станет





Атомный ледокол «50 лет Победы»

Источник: «Росатом»

драйвером развития Арктического региона нашей страны. Для этого в последние годы разработан ряд стратегических документов, приняты необходимые управленческие решения, организовано эффективное взаимодействие всех участников процесса.

В настоящее время реализуется федеральный проект «Развитие Северного морского пути». Его задача – расширение инфраструктуры, которая обеспечит эффективную территориальную связанность Дальнего Востока и западных регионов России и круглогодичную навигацию по Северному морскому пути. Также предусматривается внедрение беспилотных технологий в грузовых перевозках и судовождении.

**Реализация заявленных инвестиционных проектов в Российской Арктике до 2035 г. обеспечит прирост ВВП на 30 трлн руб. и принесёт более 10 трлн руб. дополнительных налоговых поступлений**

нии, устойчивое повышение экологичности энергетики и транспорта.

В соответствии с поручением Президента Российской Федерации в августе прошлого года утверждён План развития инфраструктуры Северного морского пути на период до 2035 г. Документ содержит 152 мероприятия, разделенных на 5 блоков: грузовая база, транспортная инфраструктура, грузовой и ледокольный флот, безопасность судоходства по СМП, управление и развитие судоходства по СМП.

В 2022 г. создан единый центр управления судоходством в акватории СМП под руководством Госкорпорации «Росатом». Это позволяет ввести принцип «единого окна» на выдачу и приостановку разрешения на плавание судов, согласование районов гидрографических работ, централизовать разработку маршрутов плавания и выдачу рекомендаций судам, аккумулировать данные о гидрометеорологической и ледовой обстановке.

Такие меры повысят безопасность мореплавания в сложных ледовых условиях, обеспечат стабильную работу транспортного маршрута, в том числе по доставке грузов в рамках Северного завоза, в ходе которого осуществляется снабжение топливом и продовольствием регионов, не имеющих круглогодичного наземного сообщения с остальной территорией страны.

Для регулярной координации действий федеральных и региональных органов исполнительной власти, отраслевых компаний при развитии СМП в соответствии с поручением Председателя Правительства Российской Федерации организована работа на базе Координационного центра при Правительстве РФ. В рамках этого взаимодействия обеспечивается комплексный мониторинг строительства судов и ледоколов, реализации инфраструктурных проектов, ход Северного завоза, а также оценивается текущая ситуация на СМП. Это позволяет своевременно принимать эффективные решения для успешного выполнения задач по развитию и эксплуатации маршрута.

### Перспективы увеличения грузопотока

В настоящее время продолжается развитие регулярных контейнерных перевозок между западной и восточной частями Российской Федерации. Значительная часть экспортного грузопотока переориентируется на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона.

Дальнейшие перспективы увеличения грузопотока на СМП связаны с реализацией целого ряда крупных проектов в нефтегазовой отрасли, в сфере добычи цветных металлов, а также с развитием портовой инфраструктуры.

Остров Северный, Карское море

Источник: «Газпром»



**Налажено серийное производство новых атомных ледоколов проекта «22220». В рамках этого проекта три ледокола уже введены в эксплуатацию, четыре – находятся на стадии строительства**

Несмотря на то, что из-за внешнего давления и санкционных ограничений российские компании были вынуждены сдвинуть сроки ввода по ряду крупных проектов, все они находятся в стадии реализации и, уверен, будут успешно завершены.

На сегодняшний день более половины грузопотока СМП составляет сжиженный природный газ. И здесь мы видим высокий потенциал для развития, так как СПГ продолжает увеличивать долю на мировом рынке, в том числе растут поставки из России. Производство сжиженного природного газа в нашей стране в 2020–2022 гг. возросло почти на 14%. По итогам 2022 г. объем производства СПГ в России достиг рекордных 45,9 млрд м<sup>3</sup>.

На маршруте СМП сосредоточены ключевые действующие и перспективные про-

## К 2030 г. флот «Росатома» будет включать 9 суперсовременных атомных ледоколов, а общий арктический ледокольный флот к 2030 г. в акватории СПМ должен составить не менее 13 единиц

екты производства сжиженного природного газа России. «НОВАТЭК» в плановом режиме ведет отгрузку продукции с завода «Ямал СПГ». Продолжаются работы по возведению производственного комплекса «Арктик СПГ-2». Для нужд проекта строится терминал «Утренний» в Обской губе. В планах компании – реализация проектов «Арктик СПГ-1», «Арктик СПГ-3», «Обский ГХК», «Юрхаровнефтегаз». В Бечевинской бухте на полуострове Камчатка ведется строительство перегрузочного СПГ-терминала ПАО «НОВАТЭК».

«Газпром нефть» продолжает реализацию проекта по вывозу нефти с месторождения Новый порт. В 2024 г. компания планирует добыть 5,08 млн т сырья.

«Норильский никель» использует СМП для вывоза продукции своих предприятий, а также для транспортировки грузов снабжения. В 2023 г. планируется вывезти по СМП 2,3 млн т грузов, в 2024 году – уже 2,4 млн т.

ООО «Северная звезда» реализует проект по добыче и транспортировке угля с Сырадасайского месторождения. Первая партия угля отгружена в октябре 2022 г. В 2024 г. планируется вывезти 3,5 млн т, с 2030 года – 10 млн т.

На Таймыре в Енисейском заливе ООО «Восток Ойл» ведет строительство порта Бухта Север, который предназначен для организации инфраструктуры по добыче и вывозу сырой нефти со своих месторождений. По данным компании, к 2024 г. объем грузопотока по СМП вырастет до 30 млн т.

В 2019 г. принято решение об освоении месторождений Баимской рудной зоны, предполагающее строительство горно-обогатительного комбината и всей необходимой инфраструктуры. С текущего года планируется начать завоз строительных

грузов для проекта. С 2029 г. перевозки готовой продукции составят 1,809 млн т. В 2030 г. планируется транспортировать 1,863 млн т.

В рамках проекта запланировано строительство морского терминала в порту Певек на Чукотке, три четверти мощностей которого придется на медный концентрат из месторождения Песчанка Баимского горно-обогатительного комбината. Будут выполнены гидротехнические работы для размещения плавучих атомных энергоблоков для снабжения электричеством предприятия по добыче меди в Песчанке. Эти работы планируется завершить в 2026 г.

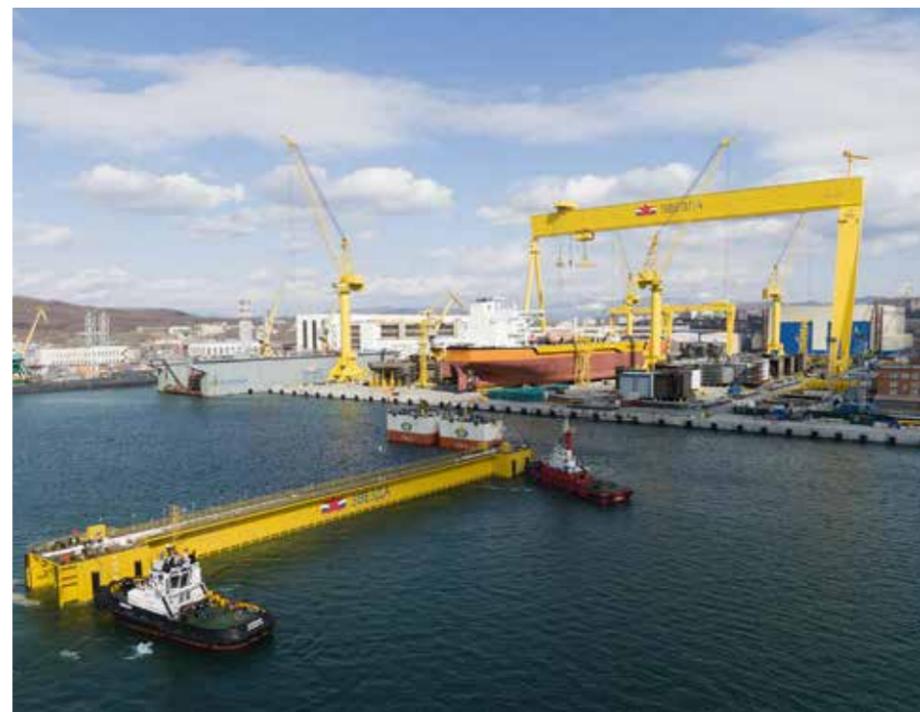
Реализация заявленных инвестиционных проектов в Арктической зоне Российской Федерации до 2035 г. обеспечит прирост ВВП на более чем 30 трлн руб. и принесет более 10 трлн руб. дополнительных налоговых поступлений.

### Ледокольный и грузовой арктический флот

Наличие современного ледокольного флота – основа успешного развития СМП. По поручению Президента России ведется работа по созданию линейки самых мощных ледоколов в мире, что обеспечит круглогодичную навигацию на маршруте.

Налажено серийное производство новых атомных ледоколов проекта «22220».

Батопорт на ССК «Звезда»  
Источник: sskzvezda.ru



Ледокол «Урал» проекта «22220»  
Источник: hdpic.club

В рамках этого проекта три ледокола уже введены в эксплуатацию, четыре – находятся на стадии строительства.

В частности, в ноябре прошлого года введен в эксплуатацию новый универсальный атомный ледокол «Урал», который способен работать как на глубокой воде, так и в руслах рек, тем самым заменяя два типа ледоколов. В составе его главной энергетической установки – два реактора «РИТМ-200» тепловой мощностью 175 МВт каждый. Основное преимущество РУ «РИТМ-200» перед другими аналогичными установками заключается в компактности и экономичности.

Спущен на воду серийный универсальный атомный ледокол «Якутия». Ожидается, что ледокол будет сдан в эксплуатацию к концу 2024 г. Еще через два года ледокольный флот будет пополнен СУАП «Чукотка». Заключены контракты на строительство двух дополнительных ледоколов проекта «22220». Подчеркну, что доля отечественных материалов и оборудования при изготовлении судов этой серии – более 90%. Особое внимание сосредоточено на строительстве инновационного суперледокола «Россия» проекта «10510» («Лидер») мощностью 120 МВт.

Прорабатывается возможность строительства за счет средств инвесторов шести дополнительных ледоколов класса

Icebreaker 8–9 для работы вблизи портов и терминалов Западной части СМП в устье реки Енисей и в Обской губе. Это позволит высвободить более мощные автономные атомные ледоколы для работы в Восточном секторе СМП. Строительство первых четырех дополнительных ледоколов планируется до 2030 г.

В результате к 2030 г. атомный ледокольный флот Госкорпорации «Росатом» будет включать 9 суперсовременных атомных ледоколов, при этом общая группировка арктического ледокольного флота к 2030 г. в акватории Северного морского пути должна составить не менее 13 единиц.

Одновременно ведется работа над расширением арктического грузового флота. В настоящий момент в эксплуатации находится 45 грузовых судов высокого арктического класса. С учетом инвестиционных планов грузоотправителей к 2030 г. количество судов высокого арктического класса должно увеличиться до 132 судов.

В настоящее время строительством всех типов морских судов занимается судостроительный комплекс «Звезда». Для расширения мощностей российского судостроения госкорпорация «Росатом» ведет работу над созданием судоверфи для строительства специализированных судов и платформ для собственных нужд.

Особое внимание уделяется безопасности мореплавания. Для этих целей предусматривается строительство 46 судов аварийно-спасательного флота, многофункционального морского спасательного судна Arg5, вертолетов МЧС в арктическом исполнении, а также строительство баз аварийно-спасательного флота в портах СМП.

Трансформация СМП в глобальную транспортную систему позволит увеличить транспортные мощности и экспортный потенциал российской продукции. Особенно важно, что весь маршрут СМП проходит в территориальных водах России, что исключает возможность внешнего давления и делает магистраль максимально надежной для создания новых логистических цепочек.

Кроме этого, развитие инфраструктуры СМП создаст «точки роста» для социально-экономического развития арктических регионов, будет способствовать формированию новых компетенций российской промышленности и центров энергопотребления. Таким образом, СМП может стать еще одним мощным драйвером развития всей российской экономики.

# Нефтяные рынки в годы великих трансформаций

## Oil markets in the years of great transformations

Алексей МАСТЕПАНОВ

Главный научный сотрудник ИПНГ РАН,  
д. э. н., профессор РГУ нефти и газа  
им. И.М. Губкина, академик РАЕН  
E-mail: amastepanov@mail.ru

Alexey MASTEPANOV

Chief Researcher of the Oil and Gas Research Institute  
of the Russian Academy of Sciences (OGRI RAS), Dr. of  
economic sci., professor of the National University of  
Oil and Gas («Gubkin University»), academician of the  
Russian Academy of Natural Sciences  
E-mail: amastepanov@mail.ru

Нефтепровод «Дружба»

Источник: [druzhiba.transneft.ru](http://druzhiba.transneft.ru)



Аннотация. В статье рассмотрено становление и развитие международной и мировой торговли энергоресурсами и формирование энергетических рынков, показана их эволюция в последние годы в результате воздействия целого ряда глобальных событий, кардинально меняющих ситуацию в мире и имеющих долгосрочные последствия. Основные из них – коронавирусная пандемия и политический кризис вокруг Украины, сопровождаемый антироссийскими санкциями, на фоне набирающего обороты энергетического перехода и начавшейся фрагментации мировой экономики. Дан анализ изменений основных характеристик и параметров нефтяных рынков в 2020–2022 гг.: мирового спроса на нефть и нефтепродукты с выделением стран – членов Организации экономического сотрудничества и развития, и остальных стран; цен на нефть; основных внешнеторговых потоков и ряда других. Особое внимание уделено рассмотрению фактора антироссийских санкций и мер, принимаемым Россией для сохранения и развития своего нефтяного экспорта. *Ключевые слова:* энергетические рынки, рынки нефти и нефтепродуктов, коронавирусная пандемия, политический кризис вокруг Украины, антироссийские санкции, спрос на нефть, потребление нефти и нефтепродуктов, импорт нефти, цены, волатильность, дисконт цен, внешнеторговые потоки, рынок теневых перевозок.

Abstract. The article considers the formation and development of international and world trade in energy resources and the formation of energy markets, shows their evolution in recent years as a result of the impact of a number of global events that radically change the situation in the world and have long-term consequences. The main ones are the coronavirus pandemic and the political crisis around Ukraine, accompanied by anti-Russian sanctions, against the background of the energy transition gaining momentum and the fragmentation of the global economy. An analysis is given of changes in the main characteristics and parameters of the oil markets in 2020–2022: world demand for oil and oil products, with the allocation of countries – members of the Organization for Economic Cooperation and Development, and other countries; oil prices; main foreign trade flows and a number of others. Particular attention is paid to the consideration of the factor of anti-Russian sanctions and the measures taken by Russia to preserve and develop its oil exports. *Keywords:* energy markets, markets for oil and oil products, coronavirus pandemic, political crisis around Ukraine, anti-Russian sanctions, demand for oil, consumption of oil and oil products, oil imports, prices, volatility, price discounts, foreign trade flows, shadow transportation market.

### Введение

Закономерности формирования современной рыночной экономики, неравномерное распределение на территории Земли топливно-энергетических ресурсов и обусловленное этим географическое несоответствие основных центров добычи (производства) и потребления топлива и энергии форсировали становление и развитие международной и мировой торговли энергоресурсами и формирование различных рынков. Будучи вначале продуктами и локальными, они со временем эволюционировали в сторону региональных и глобальных (мировых) рынков отдельных энергоресурсов и энергоносителей [1, с. 79–80].

В основе подобной эволюции наряду с общими тенденциями развития производительных сил лежит значительная взаимозаменяемость различных видов топлива и возможность преобразования их в конечные энергоносители – электроэнергию и тепло. Тем не менее, в настоящее время рынки отдельных энергоносителей (энергоносителей) как сегменты энергетического рынка в силу технологических и/или регулятивных ограничений разделены, причём зачастую даже географическая близость не гарантирует единой торговли. Подлинно глобальный характер носят лишь рынки нефти и угля, глобальный рынок природного газа только формируется, а рынки электроэнергии представлены рядом крупных страновых и региональных площадок

в Европе и Северной Америке. С ростом дерегулирования и развитием технологий транспорта и передачи энергии интеграция рынка будет только расти.

До событий последних лет считалось, что конечной целью развития энергетических рынков является формирование глобального энергетического пространства с едиными правилами «игры», построенными на принципах справедливой конкуренции, недискриминации, взаимодополняемости и взаимной выгоды. Формирование подобного энергетического пространства в полной мере отвечало базовым принципам энергетической безопасности, таким как гарантированность энергообеспечения и его надёжность, диверсификация используемых видов топлива и энергии, предотвращение энергорасточительности, учёт требований устойчивого развития и экологической безопасности и др. [1, с. 80–81]. Однако начавшийся в последнее десятилетие процесс фрагментации мировой экономики ставит под сомнение и этот постулат.

### Энергетические рынки в годы великих трансформаций

Мировые энергетические рынки в последние годы оказались под воздействием целого ряда глобальных событий, кардинально меняющих ситуацию в мире и имеющих долгосрочные последствия<sup>1</sup>.

### Несмотря на все проблемы и трансформации глобальной экономики, мировой спрос на нефть в 2022 г. вырос по сравнению с предыдущим годом на 2,6% или на 2,5 млн б/с

<sup>1</sup> Как уже приходилось писать, за последние три года (2020–2022 гг.) ситуация в мире резко изменилась: «на мировое общество и глобальную экономику опустилась стая чёрных лебедей» – приводящих, объективно необязательных и поэтому трудно прогнозируемых во времени и пространстве событий и факторов [2, 3]. Вначале – ценовые и торговые войны и резко возросшая волатильность на мировых сырьевых рынках, затем – коронавирусная пандемия, а в 2022 г. – политический кризис вокруг Украины. Эти «чёрные лебеди» не только резко ускорили процесс происходящих в мире трансформаций, но и придали ему качественно новые измерения [4].



Нефтяной танкер в Северном море  
Источник: karelstudio / depositphotos.com

Основные из них – коронавирусная пандемия, включая начавшееся в 2022 г. оживление мировой экономики после её пика при сохранении локдауна в Китае, и политический кризис вокруг Украины, сопровождаемый антироссийскими санкциями и отказом от российских энергоресурсов странами Евросоюза и рядом других «западных» государств.

И все эти события происходили на фоне набирающего обороты энергетического перехода, начавшейся фрагментации мировой экономики на геополитические блоки с различными технологическими стандартами, трансграничными платёжными системами и резервными валютами, о чем уже приходилось писать в «Энергетической политике» [5], и других процессов трансформации мировой экономики и энергетики.

В 2020–2021 гг. считалось, что важнейшим глобальным событием стала именно коронавирусная пандемия, сопровождаемая экономическим спадом и обвалом цен на энергоносители, под флагом которой и прошли для всего человечества эти годы. В сложившихся условиях пандемия COVID-19 оказала самое непосредственное влияние на состояние глобальных энергетических рынков, энергетическую устойчивость и безопасность и даже на отношение к проблеме глобального изменения климата. Именно с ней ассоциировалось и развертывание мирового финансового кризиса [2].

Коронавирусная пандемия резко затормозила (и даже на много лет отбросила назад) развитие большинства основных составных частей глобальной экономики – промышленности и строительства, транспорта и жилищно-коммунального хозяйства, остановила поток новых инвестиций. Только масштабные и своевременные меры стимулирования в размере 12,7 трлн долл. предотвратили полный крах мировой экономики и позволили избежать Великой депрессии [2].

Однако коронавирусная пандемия, сделав настоящим то, что ещё недавно казалось отдалённым будущим, лишь обострила, сделала максимально чёткими и пугающими те процессы, которые накапливались не только в мировой экономике и энергетике, но и во многих других сферах жизнедеятельности общества в последние десятилетия. Она лишь ускорила те глобальные перемены, которые ожидают человечество во всех измерениях его жизни [4].

Целостная характеристика воздействия пандемии COVID-19 на мировую экономику дана в совместном заявлении министра иностранных дел России С. Лаврова и министра иностранных дел КНР Ван И от 23 марта 2021 г.: «Продолжающаяся пандемия коронавирусной инфекции послужила катализатором изменений в мироустройстве и спровоцировала дальнейшую разбалансировку системы глобального управления. Под ударом оказались процес-

Порт Приморск  
Источник: baltmp.ru



### Если в Индии и странах Среднего Востока спрос на нефть вырос, на 7,8 и 6,3%, в Африке – на 4,3%, то в странах Европы и Евразии он сократился на 1,8%, в том числе в России – на 1,7%

сы экономического развития, возникают многочисленные новые вызовы и угрозы. Мир вступил в период высокой турбулентности и быстрых перемен» [6].

Однако геополитические потрясения 2022 г. превзошли коронавирусную пандемию по степени своего воздействия на весь комплекс мирохозяйственных отношений. Они принесли гораздо больше проблем и неопределённости, чем можно было ожидать, не только для российской экономики, которая попала под мощнейшие санкции<sup>2</sup> и в значительной мере оказалась в изоляции, но и для всей глобальной экономики и энергетики. Порождённая геополитическим кризисом вокруг Украины новая волна пока ещё холодной войны, оказала серьёзнейшее влияние как на их текущее состояние, так и на их будущее, включая развитие крупнейших энергетических и инфраструктурных проектов и энергетических рынков. Она же, как признает МЭА, привела к резкому разрыву важнейших межрегиональных торговых отношений в области энергетики между Россией и Европой [9].

Если события 2020–2021 гг. отразились главным образом на объёмах и динамике мировых энергетических рынков, то геополитический кризис вокруг Украины в течение всего лишь года резко изменил их географическую и продуктовую структуру.

<sup>2</sup> Эти антироссийские санкции правильнее было бы называть незаконными рестрикциями, поскольку санкции – это меры, применять которые имеет право только одна инстанция: Совет Безопасности ООН. Все остальное – односторонние рестрикции, пояснял ещё в январе 2020 г. Постпред России при Евросоюзе Владимир Чижов [7]. Глава МИД России С. В. Лавров назвал эти рестрикции «санкционным беспределом». «Сегодня нам объявили настоящую гибридную войну, тотальную войну. Этот термин, который использовала гитлеровская Германия, сейчас произносят европейские политики», – заявил Лавров на заседании попечительского совета фонда поддержки публичной дипломатии им. Горчакова (цитата по «РИА Новости»). По его словам, представители европейских стран не скрывают, что хотят «разрушить, сломать, уничтожить, задушить российскую экономику» [8].

|                               | 2019          | 2020         | 2021         | 2022         |
|-------------------------------|---------------|--------------|--------------|--------------|
| <b>Страны – члены ОЭСР</b>    | <b>47,66</b>  | <b>42,03</b> | <b>44,83</b> | <b>46</b>    |
| из них: Америки               | 25,4          | 22,45        | 24,32        | 25,03        |
| в т. ч. – США                 | 20,58         | 18,35        | 20,03        | 20,46        |
| Европы                        | 14,31         | 12,41        | 13,13        | 13,52        |
| АТР                           | 7,95          | 7,17         | 7,38         | 7,46         |
| <b>Страны – не члены ОЭСР</b> | <b>52,62</b>  | <b>49,16</b> | <b>52,25</b> | <b>53,58</b> |
| из них: Азии                  | 27,86         | 26,58        | 28,44        | 29,01        |
| в т. ч. – Китай               | 13,81         | 13,94        | 15           | 14,85        |
| Индия                         | 4,99          | 4,51         | 4,77         | 5,14         |
| прочие                        | 9,06          | 8,13         | 8,67         | 9,02         |
| Латинской Америки             | 6,59          | 5,9          | 6,23         | 6,43         |
| Среднего Востока              | 8,2           | 7,45         | 7,79         | 8,28         |
| Африки                        | 4,44          | 4,08         | 4,22         | 4,4          |
| Европы и Евразии              | 5,52          | 5,16         | 5,57         | 5,47         |
| в т. ч. – Россия              | 3,57          | 3,39         | 3,61         | 3,55         |
| <b>Всего, мировой спрос</b>   | <b>100,27</b> | <b>91,19</b> | <b>97,08</b> | <b>99,58</b> |
| Изменения год к году          | 1,08          | -9,09        | 5,89         | 2,5          |

Таблица 1. Динамика мирового спроса на нефть в 2019–2022 гг., млн б/с.

Источник: построена по данным Секретариата ОПЕК [11]

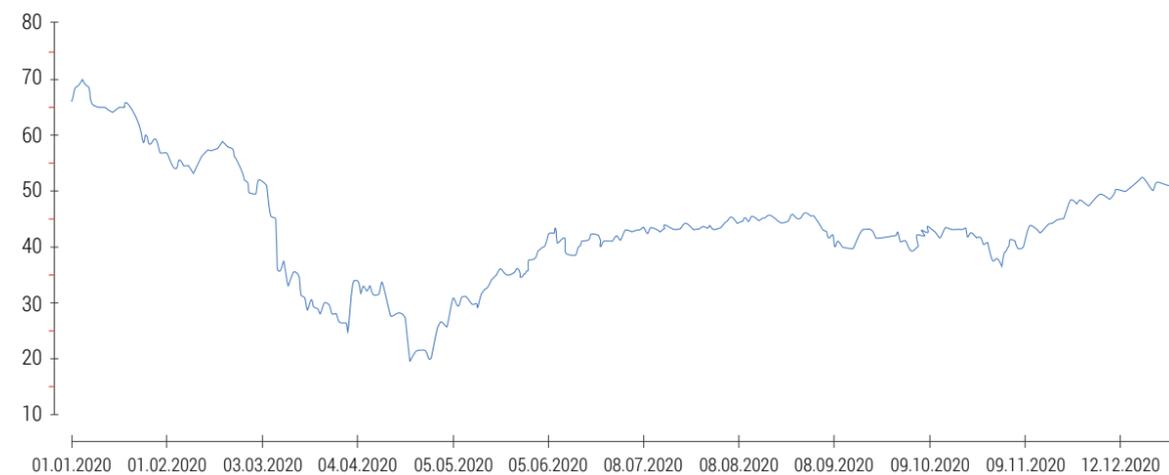
## Эволюция рынков нефти

Коронавирусная пандемия 2020–2021 гг. резко затормозила (и даже на много лет отбросила назад) развитие большинства основных составных частей глобальной экономики – промышленности и строительства, транспорта и жилищно-коммунального хозяйства, остановила поток новых инвестиций, оказав самое непосредственное влияние на состояние глобальных энергетических рынков. По оценкам ООН, она привела к сокращению в 2020 г. мировой экономики (объёма глобального ВВП) на 4,3 % [10]. Соответственно, повсеместно снизилось и потребление нефти (таблица 1).

В результате падения спроса, вызванного пандемией коронавируса и введёнными в связи с ней локдаунами, уже весной 2020 г. цены на нефть начали сильно снижаться. Особенно сильно повлияло на них введение строгих ограничений в КНР – крупнейшем импортере нефти в мире. К концу марта 2020 г. цены упали до 26 с небольшим долл./барр. против 56,6 долл./барр. в начале года [12]. Ситуацию усугубили провал переговоров в рамках ОПЕК+, объявление Саудовской Аравией и Россией намерений существенно нарастить добычу нефти, и обвал на мировых фондовых рынках 9 марта [13].

Рис. 1. График цены на нефть Brent (Brent) за 2020 г., долл./барр.

Источник: [12]



НПЗ в Цзюцзяне, Китай

Источник: news-front.info

И только 12 апреля 2020 г. было созвано экстренное заседание министров стран – членов ОПЕК+, на котором было принято соглашение о снижении квот на добычу нефти в размере 9,7 млн б/с. Кроме того, в мае 2020 г. Саудовская Аравия согласилась снизить добычу ещё на 1 млн б/с, в результате чего цены несколько выросли (рис. 1).

Начавшееся «здоровое» восстановление мировой экономики и спроса на нефть в четвертом квартале 2020 г. ослабло на фоне серьёзной второй волны заражения COVID-19 в ряде основных регионов мира. Тем не менее, опираясь на летнюю динамику и беспрецедентное вливание в экономику бюджетных средств, и цены на нефть, и спрос на неё повысились. Однако, в целом за год, мировой спрос на нефть по сравнению с предыдущим 2019 г. снизился более чем на 9 % (таблица 1). Особенно значительным снижением было в странах – членах ОЭСР, в первую очередь Европы и Америки. Напротив, в Китае спрос на нефть даже вырос до 13,94 млн б/с, что привело к соответствующему росту её импорта и повышению удельного веса этой страны на мировом рынке нефти.

Весной и осенью 2021 г. нефть вновь оказалась под давлением пандемии после появления новых штаммов COVID-19 –

«дельта» и «омикрон». Тем не менее, цены смогли продолжить восстановление, поскольку вакцина помогла сдержать их распространение и правительства стран начали постепенно смягчать ограничения, что сформировало ожидания увеличения спроса на нефть. Кроме того, высокий спрос на нефть предьявлял Китай для пополнения своих резервов по низким ценам – по результатам года его импорт составил рекордные 526 млн т [14]. В итоге цены на нефть в октябре составили 83,49 долл./бар., хотя к концу 2021 г. и несколько снизились [15]. Таким образом, стоимость нефти после шока от пандемии коронавируса смогла не только восстановиться,

**В 2022 г. в странах ОЭСР вырос спрос на авиакеросин, хотя он и оставался на 17% ниже допандемического уровня, также вырос спрос на СУГ, который превысил допандемический уровень на 8%**

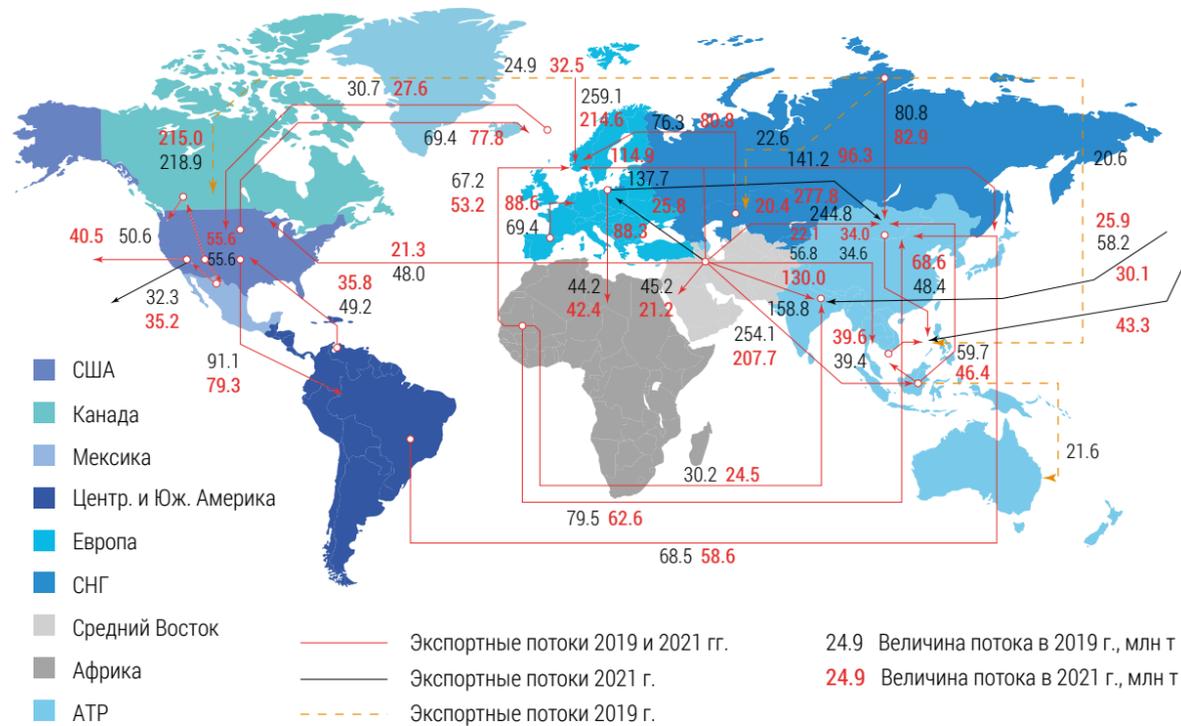


Рис. 2. Основные внешнеторговые потоки нефти в 2019 и 2021 гг., млн т

Источник: по данным [14, 16]

но и превысить доковидные уровни в течение 2021 г.

Неравномерное во времени и в пространстве падение и восстановление спроса на нефть несколько изменило соотношение между основными рынками нефти и её основные внешнеторговые потоки (рис. 2).

Несмотря на все проблемы и трансформации глобальной экономики, мировой спрос на нефть в 2022 г. вырос, по сравнению с предыдущим годом, на 2,6 % (на 2,5 млн б/с) (таблица 1), чему способствовала устойчивая экономическая активность как

в странах ОЭСР, так и в странах, не входящих в неё.

Спрос на нефть в странах ОЭСР, подвергаясь значительным колебаниям в течение года, в целом за год вырос на те же 2,6 %, что и в мире в целом, составив только 96,5 % от уровня доковидного 2019 г. (таблица 1). Особенно незначительным рост спроса был в странах АТР, в первую очередь, в Японии и Республике Корея, а также в США.

Напротив, в остальном мире потребление нефти существенно возросло – на 6,4 % по сравнению с предыдущим годом. В результате оно даже превысило на 0,96 млн б/с свой уровень в доковидном 2019 г. (таблица 1). Однако динамика спроса на нефть в этой группе стран была крайне неравномерной как в течение года, так и в пространственном измерении. Если в Индии и странах Среднего Востока он вырос, соответственно, на 7,8 и 6,3 % (в Африке – на 4,3 %), то в странах Европы и Евразии он сократился на 1,8 % (в том числе в России – на 1,7 %). Сократился, по сравнению с предыдущим годом, он и в Китае (на 1 %), где из-за продолжительного локдауна (нулевого контроля над COVID-19) наблюда-

**Основные производители нефти, входящие в ОПЕК+, весь 2022 г. пытались установить баланс на рынке, стремясь не допустить на нём ни значительного избытка предложения, ни явного его дефицита**

|                           | Мир, всего |        |        | в том числе: |        |        |                 |        |        |
|---------------------------|------------|--------|--------|--------------|--------|--------|-----------------|--------|--------|
|                           | 2020       | 2021   | 2022   | страны ОЭСР  |        |        | страны вне ОЭСР |        |        |
| Сжиженный газ и этан      | 13 128     | 13 841 | 14 406 | 5 350        | 5 561  | 5 810  | 7 778           | 8 280  | 8 596  |
| Нафта                     | 6 434      | 6 982  | 6 842  | 3 123        | 3 328  | 3 049  | 3 311           | 3 654  | 3 793  |
| Автомобильный бензин      | 23 645     | 25 617 | 25 972 | 12 660       | 13 624 | 13 782 | 10 985          | 11 993 | 12 190 |
| РТ и керосин              | 4 708      | 5 191  | 6 062  | 2 596        | 3 029  | 3 778  | 2 112           | 2 162  | 2 284  |
| Газойль/дизельное топливо | 26 119     | 27 668 | 28 332 | 12 648       | 13 206 | 13 375 | 13 471          | 14 462 | 14 957 |
| Топочный мазут            | 5 624      | 6 160  | 6 457  | 1 516        | 1 759  | 1 896  | 4 108           | 4 401  | 4 561  |
| Прочие нефтепродукты      | 11 857     | 12 212 | 11 854 | 4 136        | 4 319  | 4 393  | 7 721           | 7 893  | 7 461  |
| Всего                     | 91 515     | 97 672 | 99 926 | 42 028       | 44 827 | 46 083 | 49 487          | 52 845 | 53 843 |

Таблица 2. Динамика мирового спроса на нефтепродукты в 2020–2022 гг., млн б/с.

Источник: по данным МЭА [18]

лось определённое снижение ежегодных потребностей в нефти. Кроме того, Китай в предыдущем году заполнил стратегические хранилища нефти и перестал закупать её в этих целях по возросшим ценам.

Что касается нефтепродуктов, то, по данным секретариата ОПЕК, в 2022 г. в странах ОЭСР значительно вырос спрос на авиакеросин, хотя он и оставался на 17 % ниже уровня, существовавшего до пандемии. Вырос спрос на СУГ, который превысил допандемический уровень на 8 % в результате развития нефтехимического сектора, на моторные топлива, почти достигнув уровня, существовавшего до пандемии, благодаря улучшению экономической деятельности и транспортного сектора. Превысил уровни, существовавшие до пандемии, и спрос на все виды нефте-

продуктов, за исключением авиакеросина, и в регионе, не входящем в ОЭСР [17].

Предварительные данные МЭА о спросе на основные виды нефтепродуктов в 2022 г., по сравнению с предыдущими двумя годами, несколько отличаются от данных секретариата ОПЕК (они показаны в таблице 2).

Хотя весь 2022 г. прошёл под знаком повышенной волатильности на нефтяных рынках, динамика цен на них была крайне неравномерной. Если эталонная марка Brent на старте года торговалась по 83 долл./барр., то уже в феврале, в ожидании ограничений поставок нефти из России, цены на неё подскакивали до уровня выше 130 долл./барр. А к концу года на ожиданиях глобальной рецессии цены упали ниже 80 долл./барр. (рис. 3 и 4).

Нефтяной терминал в Роттердаме

Источник: m.suwalls.com





Рис. 3. График цены на нефть Brent за 2022 г., долл./барр.

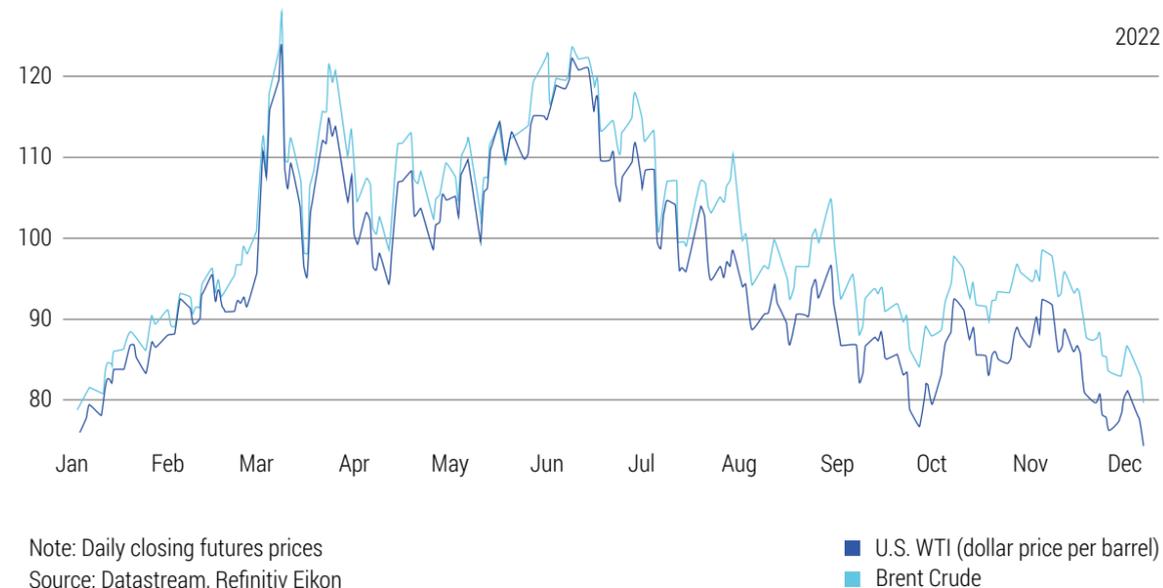
Источник: [19]

Как считает руководитель медиацентра Института развития технологий ТЭК Дмитрий Коптев, основным фактором, определявшим поведение рынка в 2022 г., явились антироссийские санкции, причём, даже не столько сами санкции, сколько их ожидание [21]. Кроме того, на динамику цен в 2023 г. значительное воздействие оказали такие факторы, как ослабление ограничений, связанных с COVID-19, восстановление роста китайской экономики, падение курса доллара США по отношению к корзине основных валют и снижение темпов инфляции в США и ЕС.

Основные производители нефти, входящие в альянс ОПЕК+, весь 2022 г. пытались установить баланс на рынке, стремясь не допустить на нём ни значительного избытка предложения, ни явного его дефицита. Как недавно отметил заместитель Председателя Правительства Российской Федерации А. В. Новак, «В октябре прошлого года мы приняли решение снизить квоты на нефть на 2 млн б/с с ноября 2022 г. и продлить условия сделки до декабря 2023 г. На встречах и в декабре, и в феврале участники ОПЕК+ оставили эти договоренности без изменений. Решение было

Рис. 4. Динамика цены на нефть марок Brent и WTI в 2022 г., долл./барр.

Источник: [20]



Note: Daily closing futures prices  
Source: Datastream, Refinitiv Eikon

■ U.S. WTI (dollar price per barrel)  
■ Brent Crude

принято исключительно исходя из объективных причин» [22].

Напротив, США, в попытке сбить рост цен, ещё с конца 2021 г. стали прибегать к продаже нефти из стратегического резерва (SPR). Так, 23 ноября 2021 г. Президент США Джо Байден объявил о продаже из резерва 50 млн барр. нефти [23]. В конце марта 2022 г. Байден объявил о плане по продаже в течение полугода ещё 180 млн барр. нефти, в апреле подписал соответствующий указ [24,25], который реализовался порциями вплоть до конца года [26].

Более того, США стали оказывать мощное, хотя и безрезультатное, давление на Саудовскую Аравию и ряд других членов

Характерной чертой ценообразования на нефть в 2022 г., отразившейся и на внешнеторговых потоках нефти, стал значительный рост дисконта российского сорта нефти Urals к бенчмарку Brent, начавшийся с марта 2022 г.

Как отмечают специалисты Института развития технологий ТЭК, это было связано как с отказом части европейских покупателей от приобретения российских грузов, так и с ростом затрат на фрахт и страховку судов для вывоза морских партий из России. Максимального размера (в среднем по всем направлениям экспорта) в 33,5 долл./барр. дисконт достигал в апреле и затем немного уменьшался. Но в декабре

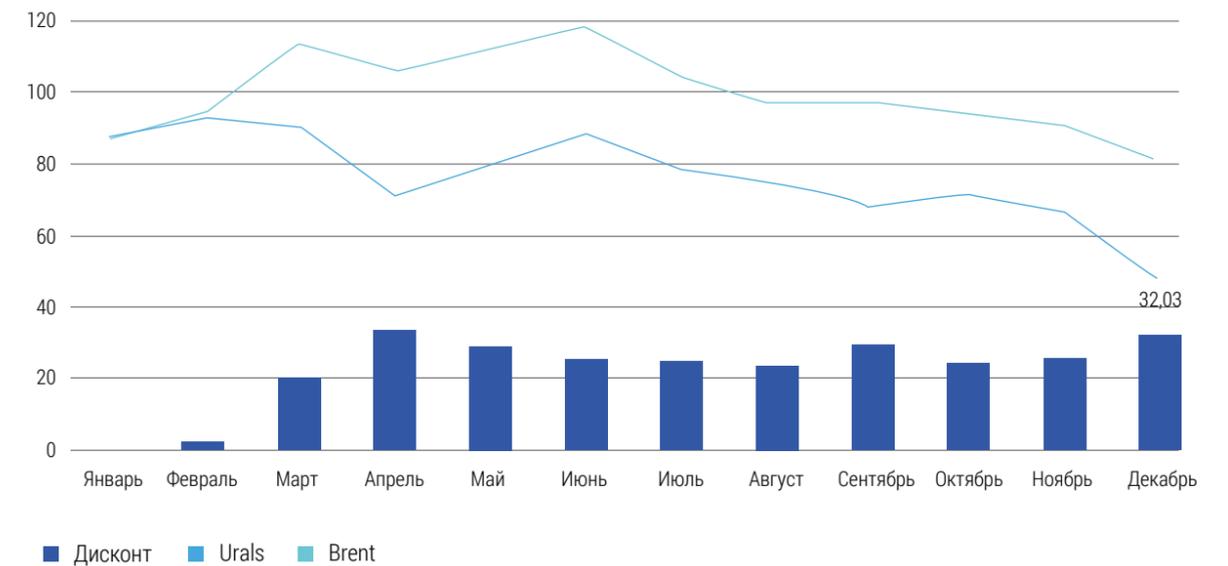


Рис. 5. Динамика дисконтов на российскую нефть в 2022 г., долл./барр.

Источник: [28]

альянса ОПЕК+ в целях заставить их увеличивать добычу нефти для снижения цен. Как отметила трейдер портала Investing.com д-р наук Эллен Р. Волд, «вывод из этого можно сделать следующий: Саудовская Аравия будет преследовать собственные интересы, нежели интересы США, при возникновении трений между странами. После того, как на протяжении нескольких лет цены на нефть оставались на низких уровнях, Саудовская Аравия и её союзники по ОПЕК+ сейчас пожинают плоды, поддерживая высокие цены. Они попытались добиться этого, ограничив производство к неудовольствию американских властей и потребителей» [27].

он вновь резко вырос под воздействием эмбарго ЕС [28] (рис. 5).

Свою версию дисконта даёт и агентство Argus (рис. 6), однако специалисты Института развития технологий ТЭК, которые приводят её в своей работе, отмечают, что часть экспертов сомневается в достоверности декабрьских оценок Urals [28]<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Однако специалисты Европейского Центробанка считают, что до начала СВО спред Brent/Urals был небольшим, около 3 долл./барр., но впоследствии он увеличился примерно до 35 долл./барр. Сразу после введения новых санкций в отношении российской сырой нефти в 2023 г. скидка увеличилась, но позже вернулась к уровням, наблюдавшимся до декабря 2022 г. (речь идёт о цене без расходов на фрахт и страхование). В то же время рыночная цена российской нефти марки ВСТО (ESPO), которая традиционно экспортируется в Азию, была ближе к международным ценам на нефть и оставалась на уровнях выше потолка цен на нефть. Это связано с тем, что около 45 %

## Russian Oil and the Cap

Urals trading way below G-7 cap, Espo remains above it

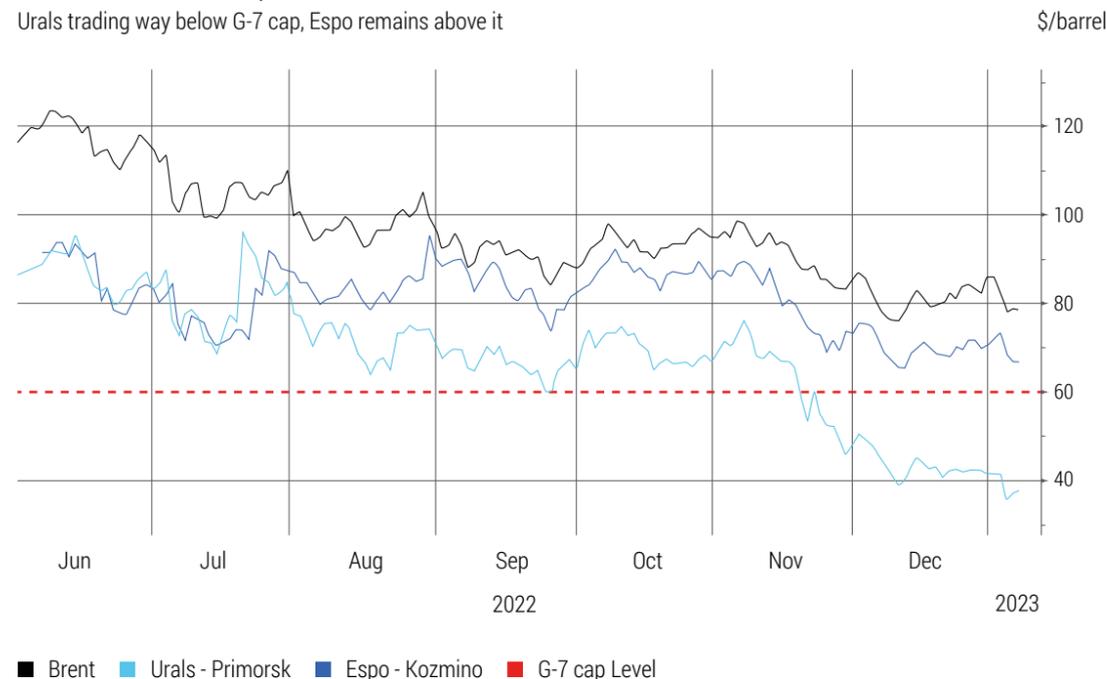


Рис. 6. Динамика цен в 2022 г. на основные марки нефти – Brent, Urals и ESPO (BCTO)

Источник: [28]

Соответствующие изменения произошли и на нефтяных рынках – как в направлениях экспортно-импортных потоков нефти и нефтепродуктов, так и в их структуре, где главным потрясением стало активное перенаправление российских поставок.

На мировом нефтяном рынке в течение всего 2022 г. продолжали действовать значительные риски неопределённости, связанные с недоинвестированием в нефтяную отрасль на фоне пандемии COVID-19, высвобождением стратегических запасов нефти странами ОЭСР и агрессивной политикой стран Запада в отношении поставок российских энергоресурсов.

К числу основных факторов, влияющих на динамику нефтяных рынков в 2022 г., следует также отнести:

- угрозы глобальной рецессии;
- ввод ЕС в начале июня эмбарго на поставку российской нефти морским путем, и ограничений на перевалку нефтяного сырья из России с танкера на танкер (6-й пакет антироссийских санкций) и отказ Гер-

экспорта этой нефти транспортируется по трубопроводу в Китай, и не затронуто санкциями со стороны G7 и стран ЕС. Кроме того, нефть BCTO обычно отгружается танкерами под флагом стран, не входящих в G7 и ЕС, что облегчает её транспортировку, не подвергаясь новым санкциям [29].

мании и Польши от импорта российской нефти по трубопроводу;

- снятие в Китае ограничений, связанных с пандемией COVID-19.

В частности, 3 июня ЕС ввел против России 6-й пакет санкций, в рамках которого предусмотрено частичное эмбарго на импорт российской нефти. Несмотря на то что аналогичные решения уже были приняты США, Канадой и Австралией ещё в марте, ограничения со стороны ЕС оказали более заметное влияние как на российский нефтяной экспорт, так и на мировой рынок в целом [30].

Вместе с тем цель санкций, согласно заявлению министра финансов США Дж. Йеллен, заключалась в сокращении российской прибыли от экспорта нефти, а не ограничение объёмов поставок [30]. Поэтому «недружественные» государства весь год находились в поиске механизмов, позволяющих с одной стороны, ограничить российскую экспортную выручку, но с другой – сохранить поставки российской нефти, без которой «цены на неё взлетели бы до небес».

Следует также отметить, что логистика поставок российской нефти стала значительно трансформироваться ещё с марта на фоне санкционного давления и из-за

опасения введения вторичных санкций. Это и смена контрагентов поставок, и трансформация каналов их логистики<sup>4</sup>. Но особо значимые изменения в этой области произошли к концу года, когда вступили в силу нефтяные санкции стран Запада в отношении России, касающиеся морских перевозок нефтяного сырья (с 5 декабря 2022 г.). Евросоюз перестал принимать российскую нефть, перевозимую по морю, а страны «Большой семёрки», Австралия и ЕС ввели ограничение цен на неё при морских перевозках на уровне 60 долл./барр. – более дорогую нефть перевозить и страховать запрещено [31].

В ответ на эти санкции стал быстро расти рынок теневых перевозок российской нефти, тем более, что подобная практика в мире была давно уже отработана для обхода санкций против Венесуэлы и Ирана. Расширилась практика создания так называемых «смесей», когда в зарубежных портах нефть из России смешивается с нефтью других стран в такой пропорции, чтобы в получаемой смеси российской нефти было менее 50 %. Такая нефть уже «меняет» юрисдикцию, не считается российской и её можно продавать, не опасаясь «вторичных»

<sup>4</sup> Подробнее об этом см. [30].

НПЗ в Малайзии

Источник: FinanceAsia / teknoblog.ru



## Характерной чертой ценообразования на нефть в 2022 г., отразившейся и на внешнеторговых потоках нефти, стал значительный рост дисконта российского сорта Urals к Brent с марта 2022 г.

санкций и других последствий. В подобных операциях подозреваются, например, Оман, Объединенные Арабские Эмираты, Сингапур и Малайзия.

Ещё одним каналом обхода санкций и доставки российской нефти покупателям стала перегрузка нефтяного сырья с танкера на танкер (ship-to-ship) в открытом море. Этот способ позволил снизить риски, связанные с отказом от приёма российских судов в портах стран, которые ввели или поддерживают антироссийские санкции. При этом так называемые «шаттлы», осуществляющие перегрузку нефти, зачастую отключают транспондеры ав-

## В ответ на санкции стал быстро расти рынок теневых перевозок российской нефти, тем более, что подобная практика в мире была давно отработана для обхода санкций против Венесуэлы и Ирана

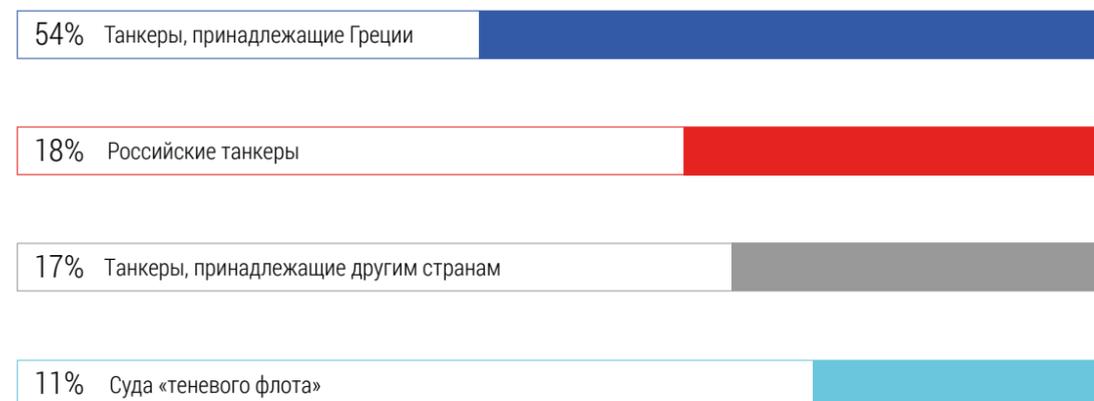
томатической системы идентификации, поэтому выяснить «гражданство» перевозимых ими углеводородов практически невозможно<sup>5</sup>.

По сообщению агентства Bloomberg от 27 февраля 2023 г., ежедневно недалеко от побережья Греции в нейтральных водах российские нефтяные танкеры перекачивают миллионы баррелей российской нефти на танкеры других государств в целях её дальнейшей доставки в обход всех санкций ЕС. А греческие власти уточняют, что все события происходят в нейтральных водах, где возможности их вмешательства исключены [32].

<sup>5</sup> Эта тактика под названием «уход в тень», которая, по мнению Министерства финансов США, используется для уклонения от санкций в морской отрасли, широко применяется и при подходе танкеров к портам разгрузки, что делает невозможным доказательство того, что именно в этом порту он оставил свой груз.

Рис. 7. Количество танкеров, зашедших в российские нефтяные порты за экспортными грузами (суда дедеветом более 20 тыс. т, заходившие в Приморск, Усть-Лугу, Санкт-Петербург, Новороссийск и Туапсе)

Ноябрь 2022 г. – 172 заходов танкеров



Кроме того, на замену западным трейдерам пришли новые фирмы, которые стали заниматься торговлей с теми странами, которые хотят покупать российскую нефть, а перевозку её во всё более растущих масштабах взяли на себя танкеры, зарегистрированные в дружественных или нейтральных странах.

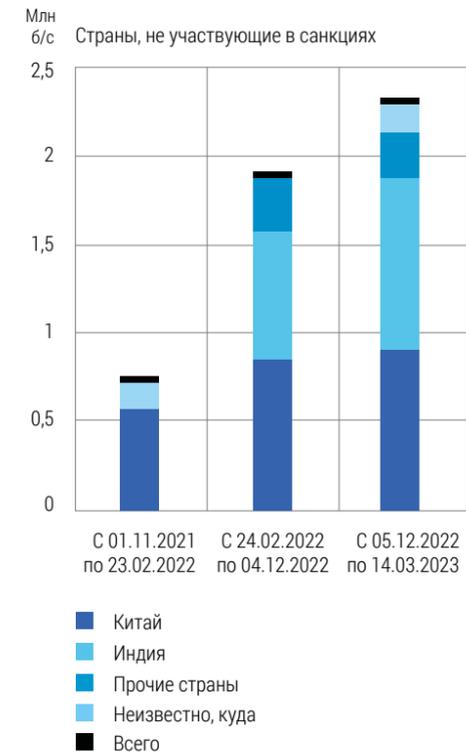
По данным интернет-портала и аналитического агентства TAdviser, до конфликта на Украине, как минимум, 70 % всего российского экспорта осуществлялось на танкерах, зарегистрированных в недружественных странах [32]. Так, согласно исследованию Lloyd's List, проведенному с использованием данных Lloyd's List Intelligence data, более половины всех танкеров, заходивших в ключевые российские порты для экспорта нефти в ноябре 2022 г., принадлежали Греции (рис. 7).

Совокупный тоннаж принадлежащих Греции танкеров составил 9,4 млн т, что составляет 54 % от общего объема заходов в российские порты в ноябре 2022 г., если измерять таким образом [33].

В январе 2023 г. оценочная доля недружественных стран существенно снизилась – до 40 %. На долю ОАЭ приходилось 15 %, Китая – 13 %, а остальное, т. е. почти треть – это теневой российский флот или неучтенные собственники (до конфликта Запада с Россией неучтенный и теневой флот составлял в среднем 18–20 %)[32]<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> Отметим также, что до марта 2022 г. в среднем 75–80 % российского нефтеэкспорта шло через страховые компании в юрис-

Источник: [33]



\* Канада, Австралия, Япония, Албания, Босния и Герцеговина, Исландия, Лихтенштейн, Черногория, Северная Македония, Норвегия, Украина, Швейцария, США, Великобритания и ЕС 27

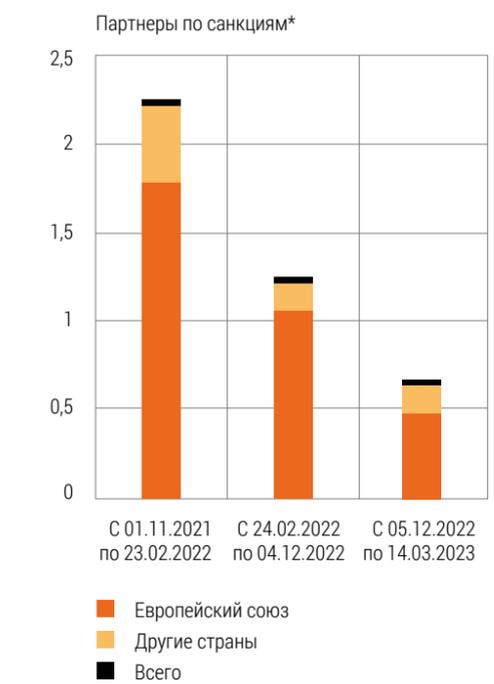
Рис. 8. Российский морской экспорт сырой нефти в период с 1 ноября 2021 г. по 14 марта 2023 г.

Источник: [29]

В целом же, по данным Lloyd's List Intelligence, международная морская торговля России быстро адаптировалась к режиму санкций, найдя альтернативных торговых партнёров, и остается стабильной, несмотря на последовательные волны санкций, введенных против России Европейским союзом, США и Великобританией [34].

Характеризуя произошедшие за год изменения на мировых рынках нефти, первый заместитель министра энергетики России П. Ю. Сорокин отметил, что «глобальные изменения на рынке энергоресурсов, произошедшие в 2022 г., разрушили систему транспортировки нефти, которая устойчиво существовала в мире на протяжении последних 50–60 лет». «Если раньше из балтийского региона российская нефть и нефтепродукты шли в Роттердам и на это требовалось около 7–10 дней, а арабские страны поставляли на наиболее близкие к ним рынки, чем в глобальном масштабе и достигалась оптимиза-

ции «недружественных» стран, а по состоянию на январь 2023 г. – только 57 %, причем доля резко снизилась с ноября 2022 г. (было 72 %). В итоге, минимум половина экспорта на февраль 2023 г. всё ещё идёт по правилам ЕС и США, и не может быть дороже потолка цен [32].



ция затрат, то сейчас все маршруты стали неоптимальными», – пояснил он [35]<sup>7</sup>.

Тем самым в 2022 г. резко изменилась вся география экспортных потоков нефти – как российской, так и других крупных производителей. Если в начале года, по данным Европейского Центробанка, поставки в ЕС составляли почти половину российского экспорта нефти, то к ноябрю, в связи с объ-

## В результате Европа была вынуждена искать новые источники поставок с более длительными сроками транспортировки и более высокими ценами, а США стали крупнейшим поставщиком нефти в ЕС

<sup>7</sup> Из выступления 22 марта 2023 г. на VI Международном молодежном научно-практическом форуме «Нефтяная столица».

явленным в июне предстоящем эмбарго ЕС и «самосанкционном» поведении европейских клиентов, он сократился почти на 70 % (на 1,4 млн б/с). Россия перенаправила этот экспорт в основном в азиатские страны (рис. 8), оставив совокупный объём своего морского экспорта сырой нефти в целом без изменений.

В частности, значительно вырос её экспорт в Китай и Индию, в результате чего их совокупная доля в экспорте российской нефти выросла примерно до 70 % в ноябре 2022 г. (до вступления в силу нового режима санкций 5 декабря 2022 г.) по сравнению с немногим менее 20 % в начале года. Особенно увеличились поставки нефти в Индию. Как сообщил 28 марта 2023 г. заместитель Председателя Правительства Российской Федерации А. В. Новак на итоговом заседании коллегии Минэнерго России и в интервью телеканалу «Россия 24», в 2022 г. экспорт нефти в Китай вырос на 8 %, составив около 67 млн т, а в Индию – в 22 раза [36].

Кстати, на этом же заседании министр энергетики России Н. Г. Шульгинов заявил, что плотная работа по переориентации поставок нефти и нефтепродуктов в страны Азии, Африки, Латинской Америки и Ближнего Востока продолжается [37].

В результате Европа была вынуждена искать новые источники поставок с более длительными сроками транспортировки и более высокими ценами, а США стали крупнейшим поставщиком нефти в ЕС, сместив с первого места Россию.

МЭА вынуждено было признать, что добыча нефти в России и её экспорт «сохранились относительно хорошо, несмотря на санкции. Стране удалось перенаправить поставки нефти в Азию, и ценовой предел G7 на нефть, похоже, помогает поддерживать поток баррелей» [38].

*Работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема №FMME2022-0004).*

### Использованные источники

1. Современная мировая политика: Учебник / Под ред. Е. П. Бажанова; 2-е изд. Дипломатическая академия МИД России. – М.: Издательско-торговая корпорация «Дашков и К», 2019. – 450 с.
2. Мастепанов А. М. Основные движущие силы энергетического перехода и проблемы его достижения // Проблемы постсоветского пространства. Том 8. № 2, 2021. С. 256–276.
3. Мастепанов А. М. Большие циклы и «черные лебеди» // Энергетическая политика. № 6 (148), 2020. С. 4–19.
4. Мастепанов А. М. Некоторые особенности международных отношений и энергетической политики в эпоху великих трансформаций // Тенденции развития системы международных отношений и их влияние на управление национальной обороной Российской Федерации: Сборник материалов круглого стола (19 августа 2022 г.) / Под общ. ред. А. С. Коржевского; ВАГШ ВС РФ. – М.: Издательский дом «УМЦ», 2022. С. 252–269.
5. Мастепанов А. М. Энергетическая безопасность по-европейски // Энергетическая политика. № 1(179), 2023. С. 4–23.
6. Совместное заявление министра иностранных дел РФ С. Лаврова и министра иностранных дел КНР Ван И по некоторым вопросам глобального управления в современных условиях. – URL: [https://www.mid.ru/main\\_de/-/asset\\_publisher/G51iJnfMMNKX/content/id/4647776](https://www.mid.ru/main_de/-/asset_publisher/G51iJnfMMNKX/content/id/4647776)
7. Чижов указал на разницу между «рестрикциями» ЕС и настоящими «санкциями». – URL: <https://vz.ru/news/2020/1/10/1017395.html?ysclid=lfmsxxcrzn225599332>
8. Лавров: России на Западе объявили настоящую тотальную гибридную войну. – URL: <https://ria.ru/20220325/rossiya-1780031598.html?ysclid=lfmtan48e764012863>
9. World Energy Outlook 2022. OECD/IEA, 2022. 524 p. – URL: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>
10. Мастепанов А. М. От ковидного «сегодня» к низкоуглеродному «завтра»: анализ зарубежных прогнозов развития мировой энергетики // Георесурсы. Т. 23. № 3, 2021. С. 42–52.
11. OPEC: Monthly Oil Market Report. – URL: [https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.opec.org%2Fopec\\_web%2Fstatic\\_files\\_project%2Fmedia%2Fdownloads%2FMOMR%2520Appendix%2520Tables%2520\(March%25202023\).xlsx&wdOrigin=BROWSELINK](https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fwww.opec.org%2Fopec_web%2Fstatic_files_project%2Fmedia%2Fdownloads%2FMOMR%2520Appendix%2520Tables%2520(March%25202023).xlsx&wdOrigin=BROWSELINK)
12. Динамика цены нефти Brent за 2020 год. – URL: <https://www.calc.ru/dinamika-Brent.html?date=2020>
13. Мастепанов А. М. Нефтяной сектор мировой экономики в 2020 г.: прогнозы и ожидаемые результаты // Бурение и нефть. № 1, 2022. С. 33–39.
14. BP Statistical Review of World Energy 2022 | 71st edition. – URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>
15. Динамика цены нефти Brent за 2021 г. – URL: <https://www.calc.ru/dinamika-Brent.html?date=2021>
16. Statistical Review of World Energy 2020 | 69th edition. – URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>
17. OPEC Monthly Oil Market Report – February 2023. – URL: [https://www.opec.org/opec\\_web/static\\_files\\_project/media/downloads/publications/OPEC\\_MOMR\\_February-2023.pdf](https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/OPEC_MOMR_February-2023.pdf)
18. Oil Market Report – December 2022. IEA, Paris. – URL: <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-december-2022>
19. Динамика цены нефти Brent за 2022 г. – URL: <https://www.calc.ru/dinamika-Brent.html?date=2022>
20. Analysis: G7 Russian oil price cap evolves from revenue squeeze to market anchor. By David Lawder and Timothy Gardner. – URL: <https://www.reuters.com/business/energy/g7-russian-oil-price-cap-evolves-revenue-squeeze-market-anchor-2022-12-06/>
21. Итоги года в нефтяной сфере: рынок на грани нервного срыва. – URL: <https://ria.ru/20221221/neft-1840197786.html?ysclid=lfpg8refg8510239707>
22. Новак А. В. Российский ТЭК 2022: вызовы, итоги и перспективы // Энергетическая политика. № 2(180), 2023. С. 4–11. URL: <https://bcs-express.ru/novosti-i-analitika/sshasraspechataiut-50-mln-barrelei-nefti-iz-rezerva?ysclid=ifs7epo2fv450415275>
23. Белый дом сообщил о планах продать 15 млн барр. нефти из резерва. – URL: <https://www.rbc.ru/economics/19/10/2022/634f47df9a79475ca00c312a>
24. Конкина В. Ситуация на рынке нефти на 7 декабря 2022 г. – URL: [https://riafor.ru/23788744-situatsiya\\_na\\_rinke\\_nefti\\_na\\_7\\_dekabrya\\_2022\\_goda?ysclid=lfjptokwf486122867](https://riafor.ru/23788744-situatsiya_na_rinke_nefti_na_7_dekabrya_2022_goda?ysclid=lfjptokwf486122867)
25. URL: США выставят на продажу 15 млн барр. нефти из стратегического резерва. – URL: <https://www.forbes.ru/finansy/479998-ssa-vystavat-na-prodazu-15-mln-barrelej-nefti-iz-strategicheskogo-rezerva?ysclid=ifs7t6vfb1246338858>
26. Эллиен Волд. 6 уроков, которые преподнес нам рынок нефти в 2022 г. – URL: <https://ru.investing.com/analysis/article-200299268?ysclid=lfphfj6cmp149574341>
27. Итоги 2022 г.: нефть, газ, уголь. – URL: <http://neftianka.ru/itogi-2022-goda-neft-gaz-ugol/>
28. Oil price developments and Russian oil flows since the EU embargo and G7 price cap. – URL: [https://www.ecb.europa.eu/pub/economic-bulletin/focus/2023/html/ecb.ebbox202302\\_02~59c965249a.en.html](https://www.ecb.europa.eu/pub/economic-bulletin/focus/2023/html/ecb.ebbox202302_02~59c965249a.en.html)
29. Мировой рынок нефти: новые правила игры для России. Энергетические тренды. Аналитический центр при Правительстве РФ. Выпуск № 109, 2022.
30. В ЕК прокомментировали ситуацию с потолком цен на российскую нефть. – URL: <https://ria.ru/20230330/neft-1861845300.html?ysclid=lfv70srsku466329680>
31. Экспорт нефти из России. – URL: <https://www.tadviser.ru/index.php/%D0%A1%D1%82%D0%B0%D1%82%D1%8C%D1%8F%D0%AD%D0%BA%D1%81%D0%BF%D0%BE%D1%80%D1%82%D0%BD%D0%B5%D1%84%D1%82%D0%B8%D0%B8%D0%B7%D0%A0%D0%BE%D1%81%D1%81%D0%B8%D0%B8?ysclid=lfw0bihl8r794558048>
32. The Russian oil price cap: a shipping industry users' guide. – URL: [https://www.lloydslistintelligence.com/-/media/Informa-Shop-Winow/Lloydslist/Files/Guides/Russian-sanctions-and-oil-price-cap\\_Users-Guide\\_Dec2022.pdf](https://www.lloydslistintelligence.com/-/media/Informa-Shop-Winow/Lloydslist/Files/Guides/Russian-sanctions-and-oil-price-cap_Users-Guide_Dec2022.pdf)
33. Sanctions fail to stem Russia's outbound seaborne trade. – URL: <https://lloydslist.maritimeintelligence.informa.com/LL1142456/Sanctions-fail-to-stem-Russias-outbound-seaborne-trade>
34. Павел Сорокин: «Россия успешно переориентирует экспорт нефти и нефтепродуктов». – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/24180>
35. Поставки российской нефти в Индию выросли в прошлом году в 22 раза. – URL: <https://1prime.ru/oil/20230328/840213777.html?ysclid=lfm9qgxb82993493>
36. Николай Шульгинов: «В условиях внешних вызовов в 2022 г. удалось обеспечить бесперебойную работу ТЭК России». – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/24194>
37. Oil Market Report – February 2023. IEA, Paris. – URL: <https://www.iea.org/reports/oil-market-report-february-2023>



НПЗ в Джамнагаре, Индия

Источник: corecomunique.com

# Россия и Африка: новый этап большой энергетики

## Russia and Africa: a new stage of big energy

Людмила ПОДОБЕДОВА  
Обозреватель журнала  
«Энергетическая политика»  
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Ludmila PODOBEDOVA  
Columnist for the Energy Policy magazine  
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Столица ЮАР – Претория

Источник: Dynamoland / depositphotos.com



Аннотация. Статья посвящена укреплению российско-африканского сотрудничества на фоне текущей геополитической ситуации. Отмечается, что одним из главных фундаментов этого процесса являются тесные доверительные отношения, сложившиеся в период СССР. Сейчас Россия заинтересована в африканских странах как в новых рынках сбыта нефти, нефтепродуктов, промышленных товаров и техники, а африканские страны – в российских инвестициях и технологиях. Наибольшими перспективами обладают инвестиции в добычу нефти, строительство трубопроводов и развитие ВИЭ.

*Ключевые слова:* политические отношения, экономическое сотрудничество, Африка, страны южнее Сахары, сбыт нефтепродуктов, добыча нефти и газа, строительство трубопроводов.

Abstract. The article is devoted to the strengthening of Russian-African cooperation against the backdrop of the current geopolitical situation. It is noted that one of the main foundations of this process is the close trusting relationship that developed during the Soviet period. Now Russia is interested in African countries as new markets for oil, oil products, industrial goods and equipment, and African countries are interested in Russian investments and technologies. Investments in oil production, the construction of pipelines and the development of renewable energy have the greatest prospects.

*Keywords:* political relations, economic cooperation, Africa, sub-Saharan countries, marketing of petroleum products, oil and gas production, pipeline construction.

## “

### Проекты с российским участием реализуются в основном на территориях Алжира, Ганы, Камеруна, Анголы, Конго, Египта, ЮАР, Нигерии

Африканский континент составляет 23 % мировой суши. На его территории проживает уже порядка 1,5 млрд человек. За последние 15 лет потребление энергии в Африке выросло на 45 %, благодаря быстрому росту экономики большинства стран континента и активному внедрению новых видов источников энергии. В перспективе этот процесс только ускорится, поскольку именно надежность и доступность энергоресурсов являются залогом экономического роста, увеличения конкурентоспособности экономики. Регион готов развивать самый широкий спектр энергетических направлений. Африка обладает непревзойденными при-

родными ресурсами для создания проектов на базе возобновляемых источников энергии. На нее приходится 40 % глобального солнечного излучения на планете, потенциал ветровой энергии составляет более 150 тыс. ТВт·ч. Выработка энергии в Африке обладает огромным потенциалом развития как для нужд быстрорастущего внутреннего рынка, так и для поставок на экспорт.

Одновременно Африке принадлежит почти третья часть общемировых запасов полезных ископаемых. Доля африканских запасов нефти достигает 12 % от общемировых, природного газа – 8 %. По оценке Международного энергетического агентства, к 2040 г. инвестиции в разведку и добычу нефти и газа в Африке превысят 2 трлн долл. В результате, отмечает Energy Information Administration (EIA), к 2035 г. добыча газа на континенте может достигнуть 400 млрд м<sup>3</sup>, из них в виде СПГ будет экспортироваться около 230 млрд м<sup>3</sup> (165 млн т). К 2050 г. добыча природного газа достигнет 10 % от общего объема мировой добычи.

Таким образом, африканский континент – это и мировая кладовая полезных ископаемых, и высокоперспективный рынок с растущим населением и спросом на целый спектр услуг от производства и поставки нефти, нефтепродуктов, газа, угля, металлов до строительства промышленных объектов и инфраструктуры к ним: дорог, хабов, центров обучения персонала и т. д. Имен-



Добыча газа в Египте

Источник: alaraby.com

но здесь особенно востребованы как действующие, так и перспективные технологии и опыт российских подрядчиков и производителей в разных секторах, включая ТЭК, транспорт, металлургию и т. д. Российские компании давно осваивают эти территории и конкурируют с игроками из других стран, включая Китай и Евросоюз, за право закрепиться на них, участвуя в проектах по геологоразведке и добыче, строительстве атомных электростанций и развитию новых видов энергетики. На площадке РЭН-2023 российские и африканские компании получают уникальную возможность укрепить бизнес-связи и перенести переговоры о сотрудничестве в практическую плоскость.

**Основными принципами сотрудничества с африканскими странами в советский период были равноправие, суверенитет над природными богатствами, недискриминация в международном разделении труда**

### Политическое укрепление

Многолетняя политика колониализма Африки и суровый жаркий климат привели к тому, что страны Африки все еще остаются в списке беднейших и политически нестабильных государств, что несет и экономические риски реализации проектов в них. Но это не мешает странам Запада и Китаю вкладывать миллиарды долларов в африканские проекты. Один только Китай за 20 лет выдал африканским компаниям и странам более 150 млрд долл. в виде кредитов.

Российскому присутствию на континенте способствуют тесные доверительные политические отношения, которые сложились еще со времен СССР. Как отметил глава комитета по энергетике Госдумы Павел Завальный, вступая на межпарламентской конференции «Россия-Африка» в марте 2023 г., Советский Союз внес существенный вклад в процесс деколонизации Африки во второй половине XX века, поддерживал активные политические, экономические, культурно-образовательные связи со многими африканскими странами. Одним из главных направлений сотрудничества было оказание африканским странам экономической и технической помощи. СССР имел межправительственные соглашения

### В 2022 г. «Роснефть» и НОВАТЭК вошли в число 13 международных компаний, которые подали заявки на тендер в Мозамбике на право разведки и разработки новых 16 морских блоков в течение 30 лет

об экономическом и техническом сотрудничестве с 37 странами континента. Советские специалисты участвовали в создании около 600 объектов, из которых к концу 1980-х гг. более 300 были введены в строй. С советской помощью было сооружено около 30 энергообъектов суммарной мощностью 2,9 млн кВт, самый крупный – Асуанский гидроэнергетический комплекс в Египте. Оказывалось содействие в создании и развитии горнодобывающей промышленности, черной и цветной металлургии. Кроме того, было построено три нефтеперерабатывающих завода общей мощностью 2,6 млн т, 29 машиностроительных и металлообрабатывающих предприятий.

При этом основными принципами экономического сотрудничества с африканскими странами в советский период

Асуанская плотина, Египет

Источник: stroiteh-msk.ru



были равноправие, суверенитет стран над своими природными богатствами, ликвидация их дискриминации в международном разделении труда.

В постсоветское время отношения стали менее экономически активными, но от этого не менее дружественными. Как отметил Президент России Владимир Путин на пленарном заседании международной парламентской конференции «Россия – Африка в многополярном мире», которая прошла в конце марта 2023 г., Россия списала задолженность для стран Африки на сумму более 20 млрд долл. «Наша страна участвует в инициативе по облегчению долгового бремени стран Африки. К настоящему времени общая сумма списания задолженности превышает 20 млрд долл.», – сказал В. Путин.

И это принесло свои плоды. В текущих непростых геополитических условиях, когда западные страны ввели жесткие санкции, ограничили или прекратили доступ российского сырья на свои территории, лидеры многих африканских государств, напротив, высказали несогласие с такими односторонними нерыночными механизмами. Так, в сентябре 2022 г. спикер МИД Южно-Африканской Республики Клейсон Моньела прямо заявлял о нежелании страны вводить или присоединяться к санкциям против России. Это создает прочную основу для нового этапа развития российско-африканского сотрудничества.

Без политического сотрудничества и дружеских отношений экономические проекты в этом регионе, где высока конкуренция с другими странами, не реализовать. Летом 2022 г. состоялся визит министра иностранных дел Российской Федерации Сергея Лаврова сразу в несколько стран континента. Он подтвердил, что Россия намерена существенно укрепить свои позиции в регионе. Министр пообещал, что Россия продолжит поставлять партнерам из Африки продовольствие, удобрения, нефть и газ, другие жизненно необходимые товары, несмотря на введенные против нее санкции.

Сегодня, в эпоху глобальной экономической и геополитической трансформации, когда экономический рост и спрос на энергию смещаются в Африку, Россия строит со своими партнерами равноправные, взаимовыгодные отношения.

«С каждым годом растет взаимный товарооборот со странами Африки, ко-

торый по итогам прошлого года достиг почти 18 млрд долл. Это далеко не предел», – сказал В. Путин в своем выступлении на межпарламентской конференции «Россия-Африка в многополярном мире».

Директор Департамента развития двустороннего сотрудничества Минэкономразвития Павел Калмычек отметил, что в 2022 г. около 22 % российских поставок на африканский рынок пришлось на нефть и нефтепродукты. К 2030 г. Минэкономразвития прогнозирует удвоение товарооборота между Россией и странами Африки.

Ключевыми российскими игроками в действующих нефтегазовых проектах в странах Африки являются – «ЛУКОЙЛ», «Газпром» и «Роснефть». Проекты с российским участием реализуются в основном на территориях Алжира, Ганы, Камеруна, Анголы, Конго, Египта, ЮАР, Нигерии и т. д. Помимо действующих проектов эти и другие компании изучают возможности континента в области строительства новых нефте- и газопроводов, строительства и эксплуатации нефте- и газоперерабатывающих мощностей, включая СПГ-производства.

### Российский опыт в африканской добыче

«ЛУКОЙЛ» развивает проекты в Африке с 1995 г., начав с разработки месторождения Meleïha в Египте. Морские проекты с участием компании сосредоточены в западной части континента – в Гане, Камеруне, Республике Конго и Нигерии (более подробно см. статью А. Журавлевой «Станет ли Африка СПГ-звездой»).

«Газпром» с 2008 г. в составе совместного с алжирской государственной нефтегазовой корпорацией «Sonatrach» предприятия реализует проект «Эль-Ассель» в Алжире. Оператором проекта на этапе геологоразведки являлась компания Gazprom International. По ее результатам открыто два нефтегазовых и два газоконденсатных месторождения. По газоконденсатным месторождениям Рурд-Сая и Северный Рурд-Сая властями страны одобрен план совместной разработки, добычу на них запланировано начать во втором полугодии 2025 г. По информации пресс-службы «Газпрома», партнеры заинтересованы в расширении сотрудничества. «Для развития бизнеса Группы «Газпром» интерес представляет существующий в Алжире механизм открытых тендеров на углево-



Месторождение Эль-Ассель, Алжир  
Источник: «Газпром»

дородные участки, а также масштабная национальная программа геологоразведочных работ и развития нефтегазовой инфраструктуры», – уточнили в компании.

«Газпром» ищет возможности для инвестирования в энергетический сектор ЮАР, отмечал посол ЮАР в России Мзувукиле Макетука в январе 2023 г. По его словам, государственная южноафриканская компания PetroSA готова возобновить переговоры с «Газпромом» по вопросу инвестиций в энергосектор страны. PetroSA принадлежат морские месторождения в районе Кейптауна, в заливе Моссел, разработка которых началась еще в 1970-х гг.

«Роснефть» с 30%-й долей участвует в концессионном соглашении на разработку месторождения Zohr в Египте в партнерстве с Eni, BP и Mubadala. Совместно

**Проекты в Африке дают возможность российским нефтяникам продолжать сотрудничество с международными корпорациями, которые вынуждены были выйти из прибыльных проектов в РФ из-за санкций**

с американской Exxon Mobil российская компания участвует в освоении трех нефтегазовых блоков на шельфе Мозамбика.

В октябре 2021 г. структура «Роснефти» «Тюменский нефтяной научный центр» подписала меморандумы о сотрудничестве с нигерийскими компаниями Sidler Dynamic Engineering и RiftOil Petroleum Company о научном и инженеринговом сопровождении нефтегазовых проектов в Нигерии. Стороны также договорились проводить курсы технологического обучения для сотрудников нигерийских компаний по различным темам нефтегазовой отрасли.

В 2022 г. «Роснефть» и НОВАТЭК вошли в число 13 международных компаний, которые подали заявки на тендер в Мозамбике на право разведки и разработки в течение 30 лет новых 16 морских блоков в стране и месторождений в дельте нескольких крупных рек на площади 92 тыс. км<sup>2</sup>.

Стоит отметить, что реализация проектов в Африке для российских нефтяников дает возможность не просто получать прибыль, но и продолжать сотрудничество с теми международными компаниями, которые вынуждены были покинуть прибыльные российские проекты из-за политики своих правительств, связанных с введением санкций против России.

Добыча нефти на шельфе Анголы

Источник: [cdn.britannica.com](http://cdn.britannica.com)



**Россия интенсифицировала свои усилия по расширению сотрудничества со странами Африки не только в нефтегазовой, но и в инфраструктурно-промышленной и технологических сферах**

### Российское топливо нашло новый рынок

Одним из наиболее быстрорастущих направлений стали продажи российских нефти и нефтепродуктов. Если в доковидный период российские компании практически не поставляли топливо в этот регион, то после введения санкций он стал перспективным рынком сбыта. По данным The Wall Street Journal, страны Северной Африки в разы увеличили импорт нефтепродуктов российского производства после сокращения закупок европейскими покупателями.

## В 2022 г. министр нефти Нигерии Т. Сильва заявлял о заинтересованности России в проекте строительства газопровода «Нигерия – Марокко» мощностью 30 млрд м<sup>3</sup> газа в год и протяженностью 5660 км

ми. Так, Марокко закупила в 2021 г. всего около 600 тыс. барр. дизельного топлива, но только за первый месяц 2023 г. его импорт вырос до 2 млн барр. Аналитики Kpler оценивают потенциал роста закупок еще на 1,2 млн барр. в месяц. Тунис в 2021 г. почти не закупал российское топливо, но в январе-феврале 2023 г. он импортировал около 6 млн барр. нефтепродуктов из России. Всплески спроса наблюдались также в Египте, Ливии и Алжире.

Активизировались поставки нефтепродуктов и в страны южнее Сахары. В 2022 г. российские нефтяные мейджоры «ЛУКОЙЛ» и «Газпром нефть» начали активно налаживать экспортные маршруты в данном направлении. Трейдер «ЛУКОЙЛа» Litasco в 2022 г. поставил в ЮАР 170 тыс. т нефти и нефтепродуктов, «Газпром нефть» – 625 т смазочных материалов. В перспективе российские нефтяники готовы расширять поставки, создавая в Африке новые и используя уже действующие нефтегазовые хабы. Этот вопрос активно обсуждался на заседании межправительственной комиссии Россия – ЮАР, сообщил по ее итогам глава Минприроды Александр Козлов.

Зимбабве также готова покупать российскую нефть и нефтепродукты, если будет оплачивать их без использования доллара США, заявил в 2022 г. спикер правящей партии Зимбабве ZANU-PF Кристофер Мутсвангва.

### Инфраструктурные перспективы

Россия интенсифицировала свои усилия по расширению сотрудничества со странами Африки не только в нефтегазовой, но и в инфраструктурно-промышленной и технологических сферах.

В начале мае 2022 г. министр Нигерии по нефтяным ресурсам Тимипре Сильва заявлял о заинтересованности России в инвестициях в проект строительства газопровода «Нигерия – Марокко» мощностью 30 млрд м<sup>3</sup> газа в год и протяженностью 5660 км, который будет идти транзитом через 13 стран. Проект стоимостью 25 млрд долл. обсуждается с 2016 г., но в текущих условиях он имеет все шансы сдвинуться с мертвой точки.

«Транснефть» готова предложить южноафриканским компаниям Sasol и Transnet свои технологии по строительству и обслуживанию трубопроводов, сообщил по итогам заседания межправительственной комиссии Россия-ЮАР Александр Козлов.

Кроме того, на заседании межправкомиссии Россия предложила содействие в организации встречи между представителями Института нефтегазовых технологических инициатив (ИНТИ, создан под эгидой «Газпром нефти») и южноафриканской компании Sasol для сотрудничества в области стандартизации и оценки соответствия оборудования.

В ближайшие месяцы Россия и Конго могут подписать договор о строительстве нефтепродуктопровода в этой стране, говорил в марте 2023 г. посол России в Республике Конго Георгий Чепик. Межправительственное соглашение планируется подписать до саммита «Россия – Африка»,

АЭС в Мьянзи, Уганда

Источник: *cruisemapper.com*



Порт Дурбан, ЮАР

Источник: *cruisemapper.com*

который пройдет в июле 2023 г. в Санкт-Петербурге. Трубопровод свяжет крупнейшие города Конго, Пуэнт-Нуар и Браззавиль. Подрядчиком может стать компания «ЗНГС-Прометей», которая уже участвовала в возведении порта «Север» для проекта «Восток-Ойл» «Роснефти», газопровода «Ямал-Европа», АЭС «Аккую» и т. д.

По мнению научного сотрудника центра глобальных стратегических исследований Института Африки РАН, к. э. н. Андрея Барина, в реализации новых трубопроводных проектов в Африке с российским участием могло бы помочь софинансирование инвестиций российского и африканского бизнеса через механизм совместного инвестфонда по опыту Российского фонда прямых инвестиций, а также участие международных и региональных институтов развития. Это потребует решений о обоюдной государственной поддержке таких инвестиций. Он также подчеркнул, что необходимо развивать двусторонние форматы расчетов в национальных валютах. Тут ключевую роль может сыграть «Афрэксимбанк» и его партнерская сеть в банках Африки. Взаимное открытие корреспондентских счетов и подключение африканских банков к системе передачи финансовых сообщений Банка России также стимулирует развитие совместных инвестиционных проектов.

### Долгосрочное партнерство

Россия может стать наследницей Советского Союза, который активно участвовал в нефтегазовых и энергетических проектах в Африке и заслужил доверие, которое в бизнесе является большим капиталом и которое все еще распространяется в Африке на российских партнеров, отмечал П. Завальный.

Сейчас для России важны долгосрочное стратегическое сотрудничество и создание совместных проектов с Африкой по всей цепочке стоимости, включая освоение нефтегазовых месторождений, создание трубопроводных систем, строительство АЭС, поставки наземного транспорта российского производства, строительство и модернизацию промышленной инфраструктуры, развитие ВИЭ.

Одним из инструментов интенсификации сотрудничества является политическая поддержка. Сегодня у России на государственном уровне оформлено экономическое сотрудничество с 14 странами континента – через создание двусторонних комиссий высокого уровня, подписание межправительственных соглашений. Новые экономические и политические условия открывают широкие взаимовыгодные перспективы расширения российско-африканского взаимодействия.



Африканская саванна

Источник: muha04 / depositphotos.com

УДК 620.9:916

DOI 10.46920/2409-5516\_2023\_4182\_42

EDN: VWGV CJ

# Станет ли Африка СПГ-звездой?

## Will Africa become an LNG star?

Алена ЖУРАВЛЕВА  
Обозреватель журнала  
«Энергетическая политика»  
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Alena ZHURAVLEVA  
Columnist of «Energy Policy»  
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

СЭС в пустыне Сахара

Источник: Corbis Historica - Getty Images / ecowatch.com



Аннотация. Статья подробно описывает потенциал энергетического развития африканского континента. Автор раскрывает прогнозы по росту численности населения, спроса, потребления и экспорта нефти и газа на континенте. Акцент работы сделан на развитии проектов по сжижению газа, как основному тренду мирового газового рынка. Большое внимание уделено присутствию российских компаний на континенте.

Ключевые слова: Африка, рост населения, рост спроса, добыча газа, производство СПГ, трубопроводный газ.

Abstract. The article describes in detail the potential for the energy development of the African continent. The author reveals forecasts for population growth, demand, consumption and export of oil and gas on the continent. The focus of the work is on the development of gas liquefaction projects, as the main trend in the global gas market. Much attention is paid to the presence of Russian companies on the continent.

Keywords: Africa, population growth, demand growth, gas production, LNG production, pipeline gas.

# //

**По данным МЭА, электричество недоступно для 43 % населения континента – а это около 600 млн человек, преимущественно к югу от Сахары**

Африканский континент – один из самых быстрорастущих и молодых по населению континентов в мире. На Африку уже сейчас приходится почти одна пятая часть жителей Земли и каждый третий рождающийся на планете. Три из десяти экономик мира с наиболее быстрыми темпами роста находятся именно в Африке, и в доковидное десятилетие (2010–2019 гг.) экономика континента увеличивалась на 3 % ежегодно. Реальный ВВП региона к 2050 г. должен вырасти почти втрое, до 7,1 трлн долл. – это вдвое быстрее, чем средний общемировой рост. По прогнозу Форума стран-экспортеров газа, к 2050 г. население Африки вырастет на 1,1 млрд человек. На континенте к середине века будут жить 2,5 млрд человек или четверть населения планеты, а доля городского населения подскочит более чем вдвое, с 44 % в 2021 г. до почти 60 %.



Африка – континент с самым молодым и быстрорастущим населением. Гана  
Источник: Siempreverde / depositphotos.com

**Спрос нацелен на безудержный рост**

На фоне такого роста рождаемости спрос на энергию в Африке будет увеличиваться так быстро, как нигде больше в мире. Еще одной причиной бурного роста является и низкая стартовая база: здесь самый низкий в мире уровень использования современной энергии на душу населения. Приоритетом для Африки сейчас является доступ к электроэнергии: в африканских странах живет 18 % населения Земли, однако на них приходится лишь 6 % мирового потребления энергии. По данным МЭА, электричество недоступно для 43 % насе-

ления континента – а это около 600 млн человек, преимущественно к югу от Сахары. Как следует из статистики ВР, на каждого жителя Африки в 2021 г. пришлось лишь 16,6 ГДж потребленной энергии – в 8 раз меньше, чем на европейца, и 897,5 ТВт·ч выработанной электроэнергии – в 4,5 раза ниже уровня Европы.

При этом МЭА оценивает инвестиции, необходимые для всеобщего доступа к энергии в Африке, в 25 млрд долл. в год – это всего лишь 1 % мировых инвестиций в энергетику.

По мере роста населения и его доходов энергоспрос в Африке к 2030 г., как ожидается, вырастет на треть по сравнению с 2020 г. Развитие промышленности, торговли и сельского хозяйства приведет к увеличению спроса на энергию в этих секторах на 40 % к концу десятилетия.

Основной экономический будущего континента является энергия. В первую очередь, как отмечают эксперты МЭА, речь идет о возобновляемых источниках: теоретически здесь могли бы располагаться до 60 % максимально эффективных солнечных станций в мире, однако пока на Африку приходится лишь 1 % глобальной солнечной энергетики. МЭА уверено, что солнечная энергетика, уже сейчас во многих регионах континента самая дешевая, станет на континенте наиболее популярной. По прогнозу агентства, к 2030 г. более 80 % новых мощностей в Африке будет приходиться на ВИЭ – гидроэнергетику, солнечную, ветровую и геотермальную энергии.

Конечно, одними ВИЭ растущую потребность континента удовлетворить не получится. Нефть и газ здесь тоже имеются и им явно найдется (и уже находится) применение на внутренних и внешних рынках. На Африку приходится более 7 %

**К 2050 г. население Африки вырастет на 1,1 млрд человек, до 2,5 млрд или четверти населения планеты. Доля городского населения подскочит более чем вдвое, с 44 % в 2021 г. до почти 60 %**



ВЭС в пустыне Сахара  
Источник: yellow2j / depositphotos.com

доказанных мировых запасов нефти – 125,1 млрд барр. Добыча составляет здесь около 6,8 млн б/с. Запасы газа достигают 17,55 трлн м<sup>3</sup>, или около 9 % мировых.

В доковидное десятилетие Африка отвечала за 10 % роста энергопотребления и 8 % роста потребления нефти в мире. Ее доля в глобальной добыче нефти и газа достигала 8 %, а доля в общемировом спросе на них – всего лишь 4 %. При этом для ряда африканских стран экспорт нефти и газа являются основными источниками поступлений в бюджет, обеспечивая от 50 до 80 % доходов. Большая часть газа, добываемого в Африке, экспортируется.

Африка может использовать газ не только для электрификации и борьбы с бедностью, он также имеет все шансы стать одним из ключевых факторов экономического роста стран континента.

«Утверждение о том, что Африке не следует разрабатывать свои природные ресурсы, особенно природный газ... ошибочно. Процветающая Африка будет способна защитить окружающую среду. Можно сохранить право Африки на разработку своих огромных природных ресурсов и облегчить ее доступ к финансам и технологиям», – заявлял генеральный секретарь ФСЭГ Мохамед Хамель.

По прогнозу ФСЭГ, спрос на газ в Африке к 2050 г. вырастет на 152 % до 415 млрд м<sup>3</sup>. Особенно бурный рост ожидается в южной части континента. Если сейчас доля

газа в энергобалансе стран северной Африки достаточно велика, то к югу от Сахары она составляет лишь 5 %, но значительно увеличится благодаря промышленному и социальному развитию региона. Газ здесь сможет потеснить мазутную генерацию и сдержать развитие угольных электростанций.

### Многообещающие перспективы и завораживающие прогнозы

По подсчетам S&P Global Platts, почти 40 % новых газовых открытий в мире за последнее десятилетие были сделаны именно в Африке, в основном в Сенегале, Мавритании, Мозамбике и Танзании. По данным МЭА, африканские проекты к 2030 г. могут дополнительно обеспечить ежегодную добычу более 90 млрд м<sup>3</sup> за счет уже открытых, но еще не одобренных к разработке ресурсов, которые агентство оценивает более чем в 5 трлн м<sup>3</sup> газа. ФСЭГ считает, что в ближайшее тридцатилетие газ будет обеспечивать около 40 % растущего спроса африканской генерации, и к 2050 г. его доля в этой сфере вырастет до 42 %.

К середине века его добыча на континенте более чем удвоится – до 585 млрд м<sup>3</sup> с 260 млрд м<sup>3</sup> в 2021 г., считают эксперты ФСЭГ. Более бурно будут развиваться лишь

Проект Coral Sul  
Источник: pumps-africa.com



### Проекты в Африке к 2030 г. могут дополнительно обеспечить добычу более 90 млрд м<sup>3</sup> за счет уже открытых, но еще не одобренных к разработке ресурсов, объем которых достигает в 5 трлн м<sup>3</sup> газа

поставки газа из Ближнего Востока. Однако самим африканским потребителям столько газа будет не нужно: континент сможет полностью покрыть растущий внутренний спрос за счет собственных проектов, и значительная часть будет идти на экспорт. По прогнозу ФСЭГ, к середине века на газ будет приходиться чуть меньше трети в энергобалансе континента, а внутренний спрос будет увеличиваться более, чем на 3 % в год, со 165 млрд м<sup>3</sup> в 2021 г. до 415 млрд м<sup>3</sup> в 2050 г.

Таким образом, чуть менее 30 % добываемого в Африке газа к середине века может экспортироваться. Доля африканского газа на мировом рынке, как следует из отчета ФСЭГ, к 2050 г. может вырасти до 11 % с 6 в 2021 г. При этом в основном в Африке пока будут добывать традиционный газ, а на нетрадиционные его ресурсы придется не более 3 % к середине века, считают эксперты.

По данным ФСЭГ, если добыча газа в Африке в 2022 г. чуть снизилась и составила 259 млрд м<sup>3</sup>, в этом году она может уже вырасти до 264 млрд м<sup>3</sup>.

Пионером экспорта СПГ в мире стал Алжир, который еще в 1964 г. поставил первую партию на терминал в Великобритании. В следующие десятилетия подтянулись и другие африканские страны – Ливия в 1970 г., позже – Нигерия, Египет, Экваториальная Гвинея, Ангола, Камерун. Новый экспортер, на которого возлагается немало надежд – Мозамбик, отправивший в прошлом году первую партию СПГ с проекта Coral Sul. Ожидается, что добыча газа в стране к 2050 г. составит 123 млрд м<sup>3</sup>.

В 2021 г. Африка экспортировала около 82 млрд м<sup>3</sup> сетевого газа, 41 млн т или 57 млрд м<sup>3</sup> – в виде СПГ. Однако эти мощности используются чуть более, чем напо-

ловину (58%). ФСЭГ оценивает мощности по сжиганию газа на континенте в 71 млн т в год – речь идет о таких странах, как Алжир, Нигерия, Египет, Ангола, Экваториальная Гвинея и Камерун.

Три крупнейших страны-экспортера СПГ континента, на которых приходится более 80% поставок – Алжир (29,3 млн т), Нигерия (23 млн т), Египет (12,2 млн т). Мощности Анголы пока составляют 5,2 млн т, Экваториальной Гвинеи – 3,7 млн т.

Алжир и Ливия поставляют и трубопроводный газ в Европу, кроме того, построены газопроводы, например, из Алжира в Тунис, из Мозамбика в Южную Африку, из Нигерии в Бенин, Того и Гану.

В целом ФСЭГ ожидает роста чистого экспорта СПГ Африкой почти в три раза, до 114 млн т к 2050 г., примерно на 20 млн т ежегодно. По оценкам экспертов, мощности континента по сжиганию газа могут достичь 199 млн т в год к 2050 г., в основном за счет проектов в Мозамбике, Нигерии, Мавритании и Сенегале.

«Там уже сейчас производится и экспортируется несколько десятков млн т СПГ ежегодно в добром десятке стран на разных концах континента. И список стран производителей постоянно пополняется. В прошлом году в клуб экспорте-

**Чуть менее 30% добываемого в Африке газа к середине века может экспортироваться. По данным ФСЭГ, доля африканского газа на мировом рынке к 2050 г. может вырасти до 11% с текущих 6%**

ров СПГ влились Мозамбик и Мавритания, на очереди Сенегал и Гана. Египет за последнее десятилетие прошел путь от экспортера СПГ к импортеру и обратно. Ресурсный потенциал африканского шельфа очевидно очень велик, освоение его идет, но не очень быстрыми темпами в силу проблем, связанных со сложностью разработки (как правило речь идет о глубоководной добыче), безопасностью во всех ее проявлениях и борьбой различными игроками за контроль над африканскими ресурсами», – отмечает замглавы Фонда национальной энергетической безопасности Алексей Гривач.

Добыча нефти в Нигерии

Источник: wognews.net



Александрия, Египет

Источник: mathes / depositphotos.com

И игроков действительно много. В основном это многонациональные корпорации, причем они предпочитают объединяться для реализации СПГ-проектов, минимизируя таким образом риски и привнося в них не только инвестиции, но и собственные технологии и компетенции.

По данным GEM, европейские компании являются держателями лицензий на большую часть новых резервов африканского газа. Государственные компании Алжира и Мозамбика Sonatrach и ENH – единственные африканские игроки, попавшие в десятку обладателей самыми крупными газовыми запасами на континенте. На первом месте – британская BP, за ней француз-

ская TotalEnergies, американская Kosmos Energy, Eni, Shell, EMN, Mitsui, Exxon, ONGC и Sonatrach.

**Проблемы масштабнее перспектив**

Новые открытия и ресурсы на шельфе, безусловно, позволяют увеличить роль африканского газа на мировом рынке. Однако большая часть этих ресурсов еще не освоена: основные причины – политическая и экономическая нестабильность, отсутствие инвестиционной, транспортной и экспортной инфраструктуры, технологические вопросы, связанные с глубоководной разведкой, а также нехватка трубопроводов.

Африка, бесспорно, богата ресурсами, но вот добывать их сложно на фоне слабо развитой инфраструктуры и политической нестабильности. МЭА заявляет, что получение финансирования для разработки нефтегазовых проектов в Африке останется проблемой из-за отсутствия сильных внутренних рынков. «Послужной список африканских газовых проектов в этом отношении не обнадеживает», – заявляют в агентстве, напоминая о задержках в Мозамбике и проекте Сенегала и Мавритании. «Эти проблемы

**Пионером экспорта СПГ в мире стал Алжир, который в 1964 г. поставил первую партию на терминал в Великобритании. В следующие десятилетия подтянулись Ливия, Нигерия, Египет и др.**

сказываются на перспективах принятия инвестиционных решений по другим разрабатываемым африканским СПГ-проектам», – считает МЭА.

Нигерия, например, так и не смогла в прошлом году нарастить экспорт сжиженного газа, чтобы поставить его на премиальный европейский рынок. Страна снижает производство СПГ из-за проблем с инвестициями, техническим обслуживанием, наводнениями и, что немаловажно, вандализмом и кражами на трубопроводах,

судьбы которой позволяют ввести на Нигерийском СПГ до 10 линий. Пока здесь строится седьмая линия, предполагающая увеличение мощности до 30 млн т в год. Однако до ее ввода далеко – линия готова лишь на треть.

Кроме того, ключевым фактором является и необходимость стабильности регулирования, что крайне важно для долгосрочных инвестиций в СПГ-проекты. Тем не менее, генеральный секретарь Африканской организации производителей нефти Омар



Кейптаун, ЮАР

Источник: HandmadePicture / depositphotos.com

которые повлияли на поставку попутного нефтяного газа. По данным Refinitiv Eikon, в январе 2023 г. страна с запасами газа в 208 трлн фут<sup>3</sup> впервые уступила Алжиру статус крупнейшего производителя СПГ Африки на фоне высоких спотовых цен на газ: экспорт СПГ здесь упал на 35 %, до 1 млн т (проектная мощность – 1,8 млн т в месяц), тогда как Алжир поставил 1,1 млн т.

По данным Kpler, экспорт крупнейшего СПГ-завода континента в Нигерии упал с 21,33 млн т в 2019 г. до 14,61 млн т в прошлом году. В прошлом году страна стала пятым поставщиком СПГ в Европу с показателем 8,75 млн т (9,3 млн т в 2021 г.).

Kpler, впрочем, ждет некоторого восстановления добычи газа в Нигерии, ре-

Фарук уверен, что энергетические проекты на континенте получают финансирование.

Еще одной проблемной точкой является почти полное отсутствие внутреннего рынка газа. Как считает руководитель отдела исследований панафриканской исследовательской компании Hawilti Микаэль Фогель, компаниям изначально нужно развивать внутренние газовые рынки Африки и соответствующую инфраструктуру: начать с производства электроэнергии на основе газа, затем сжиженного нефтяного газа, малотоннажного СПГ на экспорт. «Как только вы это сделаете, вы сможете развивать газовый рынок дальше, тогда внутренняя инфраструктура может закрепить регионализацию. Я думаю, что это должно на-

чаться с внутреннего компонента», – сказал М. Фогель агентству Reuters.

Серьезным препятствием для поиска инвестиций является высокая себестоимость добычи и, как следствие, большой объем требуемых капиталовложений. По данным McKinsey, африканские нефтегазовые активы в среднем на 15–20 % дороже в разработке и эксплуатации по сравнению со среднемировым уровнем. Аналитики считают, что стоимость добычи нефти и газа в Африке будет расти, что, несомненно, может повлиять на их конкурентоспособность. При этом эксперты McKinsey уверены, что страны, где преобладает добыча газа, будут чувствовать себя более уверенно по сравнению с «нефтяными», при различных сценариях энергоперехода.

Для повышения конкурентоспособности властям африканских стран-производителей нефти и газа стоило бы изучить возможность оптимизации фискальных режимов как, например, это сделала Нигерия, принявшая закон о нефтяной промышленности.

Безусловно, необходимо решать и вопросы региональной безопасности, а также в целом облегчать ведение бизнеса: оптимизировать процессы выдачи разрешений, усилить контроль за выполнением контрактов.

### Европа жаждет газа – здесь и сейчас

Конечно, высокие цены на газ в мире и сильная геополитическая напряженность на рынке подстегнула повсеместный интерес к новым СПГ-проектам. Европа пытается уйти от российского газа, ее спрос на сжиженный газ растет, и, естественно, она смотрит и в сторону Африки. Евросоюз уже заявлял о намерении более активно сотрудничать с африканскими странами для замещения импорта из РФ. Альтернативой могут стать в том числе Нигерия, Сенегал и Ангола.

По оценкам ФСЭГ, в 2022 г. доля европейских поставок в экспорте СПГ Африки могла вырасти до 55 % в 2022 г. по сравнению с предыдущим годом. В 2021 г. на Африку приходилась пятая часть поставок газа (как СПГ, так и трубопроводного) в Европу, в том числе на Алжир более 12 %.

Безусловно, это новые возможности для стран Африки. Но и новые риски – при-

чем для обеих сторон. Еще недавно европейские власти и банки проводили активную климатическую политику и не слишком поощряли инвестиции в новые нефтегазовые проекты, фактически заявляя об их ненужности. Теперь вложения в газ как переходное топливо считаются благоприятными для климата. Безусловно, это скажется на инвестициях компаний в Африку и развитии нужных сейчас СПГ-проектов. Однако кто знает, в какую сторону и когда вновь изменится мнение такого крупного потребителя, как ЕС? Очевидно, что нынешний интерес Европы к африканскому газу связан с краткосрочным и среднесрочным кризисом предложения, в то время как долгосрочная ориентация Евросоюза на декарбонизацию сохраняется.

Более того, европейские политики вряд ли полностью заменят риски поставок

Строительство газопровода, Алжир

Источник: euro-lift.net



## По оценкам экспертов, мощности континента по сжижению газа могут достичь 199 млн т в год к 2050 г., в основном за счет проектов в Мозамбике, Нигерии, Мавритании и Сенегале

из РФ на новые африканские. Это означает, что рост поставок африканского СПГ в Европу крайне вероятен, но не на долгосрочной основе.

По целому ряду оценок, мировой рынок СПГ будет дефицитным до 2026 г., а затем ввод ряда новых проектов может привести к избытку его предложения. А значительную часть африканских СПГ-проектов планируется реализовать ближе к концу десятилетия, что ставит под вопрос востребованность новой дорогостоящей инфраструктуры в будущем. Вопрос, насколько будет долговечен европейский интерес к газу из Африки, остается открытым.

МЭА считает, что на фоне отказа Европы от российского газа Африка к 2030 г. способна поставлять дополнительные 30 млрд м<sup>3</sup> газа в год европейским странам. Однако не стоит забывать, что африканскому газу в таком случае предстоит жесткая конкуренция с американским и катарским СПГ.

При этом в краткосрочной период континент способен нарастить поставки СПГ за счет более интенсивного использования уже существующих заводов и увеличения числа плавучих регазификационных установок, уверен ФСЭГ. Однако нужно понимать, что практически всем крупным планируемыми и возможным трубопроводным и СПГ-проектам необходимо несколько лет до начала поставок, в то время как Европе газ нужен уже в самое ближайшее время.

Более 97 % планируемой в Африке СПГ-инфраструктуры ориентировано на экспорт, в основном в Европу и Азию. «От Мавритании до Мозамбика, зависимость Европы от ископаемого топлива является основной движущей силой новых СПГ-проектов», – цитируют различные

доклады слова старшего аналитика Power Shift Africa Амоса Веманая.

Говоря о возможных рынках для африканского газа, Алексей Гривач отмечает, что рынок СПГ становится все более глобальным, а потоки газа – мобильными в зависимости от ценовой конъюнктуры. «Хотя понятно, что СПГ из Северной Африки проще и дешевле поставлять в Европу, а из Мозамбика – в Индию. Но если на каком-то рынке будет серьезная премия, то это может стать решающим фактором для направления газа именно туда, как происходило в прошлом году с Европой», – отмечает он.

При этом, по словам эксперта, новые СПГ-проекты на континенте не смогут оперативно заменить российское топливо. «Российский газ выпал только с европейского рынка, но так быстро спроектировать и запустить новые проекты невозможно ни в Африке, ни где-то ещё. Со временем, конечно, новые проекты заработают, но к тому времени и российский трубопроводный газ пойдет на новые рынки, создавая конкуренцию поставкам СПГ. Поэтому новые инвестиционные решения, несмотря на очень высокие цены на рынке, принимаются не очень бодро. В том числе, и в Африке», – отмечает он.

Лагос, Нигерия

Источник: wirestock\_creators / depositphotos.com



Рабочий на НПЗ в Порт-Харкорт-Риверс, Нигерия  
Источник: Pius Utomi Ekpeiaf/Getty Images / newsweek.com

### Новые проекты: взойдет ли звезда Мозамбика?

Global Energy Monitor оценивает уже запланированные инвестиции в расширение газовой инфраструктуры в Африке в 245 млрд долл., из них в СПГ-терминалы – около 103 млрд долл. Большую их часть, почти 95 млрд долл., планируется направить именно на экспортные терминалы. В результате экспортные мощности СПГ Африки (их GEM оценивает уже в 79,3 млн т) могут вырасти более чем вдвое, до 167 млн т.

При этом страны, у которых нет прямого доступа к крупным газовым ресурсам, изучают перспективы развития инфраструктурных проектов, связанных с поставками газа. Гана, например, планирует стать западноафриканским газовым хабом благодаря проекту импорта СПГ Tema, чтобы не только обеспечивать собственный рынок, но и поставлять его соседним странам. Кроме того, страны Африки планируют ряд проектов магистральных трубопроводов. Алжир, Нигер и Нигерия подписали соглашения о строительстве Транссахарского газопровода с пропускной способностью 30 млрд м<sup>3</sup>. В сентябре 2022 г. страны Центральной Африки подписали соглашение о создании Центральноафриканского трубопровода протяженностью 6500 км, который должен

соединить 11 стран с хабами и терминалами. А в октябре 2022 г. Кения и Танзания договорились ускорить реализацию трансграничного газопровода.

Быстрее всех планируют, по крайней мере, на бумаге, развивать экспортный потенциал в области СПГ Мозамбик и Нигерия. В Нигерии речь идет о недостроенной пока седьмой очереди Nigeria СПГ, которая должна увеличить мощность завода на 11 млн т в год во второй половине десятилетия.

Еще два замороженных проекта в Нигерии, Olokola LNG и Brass LNG, могли бы дать миру более 22 млн т в год дополнительно.

В Анголе Eni и ее партнеры Chevron, Sonangol, BP и TotalEnergies приняли окончательное инвестиционное решение по развитию газовых месторождений Quiluma и Maboqueiro. Компании намерены к 2026 г. построить на проекте морские платформы и комплекс по сжижению мощностью до 4 млрд м<sup>3</sup> в год.

На проекте Greater Tortue Ahmeyim в Сенегале и Мавритании BP ее партнеры PETROSEN, SMH и Kosmos Energy завершили строительство установки первой фазы мощностью 2,3 млн т СПГ и утвердили концепцию развития второй фазы на 2,5–3 млн т в год.

Кроме того, разработка месторождений Yakaar-Teranga (Сенегал) и Bir Allah (Мавритания) может дать до 30 млн т СПГ в год.

Танзания в прошлом году подписала соглашение с Shell и Equinor о строительстве экспортного СПГ-терминала. Окончательное инвестиционное решение по проекту должно быть принято в 2025 г., а начало производства запланировано на 2029 г., мощность завода может составить около 10 млн т. В марте стало известно, что переговоры властей страны с компаниями

**Иностранные компании сосредоточатся в первую очередь на небольших плавучих СПГ-установках. За последние месяцы, в частности, плавучие терминалы запустили Республика Конго и Мозамбик**

ми завершены, подписываются соответствующие договоры. В проекте СПГ будут участвовать три блока, два из которых разрабатывает Shell, а один – Equinor. Разработка морских газовых ресурсов Танзании задерживалась долгие годы из-за проблем с регулированием. Теперь Equinor и Shell вместе с Exxon Mobil, Ophir Energy и Pavilion Energy планируют построить СПГ-завод в юго-восточном регионе Танзании. По оценкам Shell, на строительство завода потребуется 4–5 лет.

Крупнейшим СПГ-продюсером Африки, как считает ФСЭГ, к середине 2030-х гг. станет Мозамбик. Таким он и останется до середины века. К 2050 г. ФСЭГ оцени-



Мозамбикский проект Coral Sul  
Источник: mavink.com

вает потенциальную мощность СПГ-проектов в 89 млн т в год. Однако ключевым вопросом здесь является безопасность. TotalEnergies объявила форс-мажор и остановила реализацию проекта Mozambique СПГ в 2021 г. именно из соображений безопасности после атак боевиков в провинции Кабо Дельгадо. Однако зимой 2023 г. итальянская Saipem заявила, что договорилась с Total о постепенном возобновлении работ с июля 2023 г. Проект предполагает строительство двух очередей СПГ-завода по 12,88 млн т в год каждая, помимо Total, в нем участвуют Mitsui, государственная компания Мозамбика ENH, тайская PRTTEP и индийские ONGC Videsh Rovuma, Bharat Petroleum и Oil India.

Очевидно, что даже если компания действительно возобновит работы по проекту Mozambique СПГ в этом году, поставки СПГ по нему начнутся не раньше 2027 г.

При этом Мозамбик – новичок на рынке. Он начал экспорт сжиженного газа лишь в ноябре 2022 г., поставив первую партию с проекта Coral Sul в зоне 1 бассейна Ровума. Проект стал первым плавучим СПГ-заводом в глубоководье на шельфе Африки. 70 % в концессии по Coral Sul – у СП итальянской Eni, американской ExxonMobil и китайской CNPC, остальные 30 % поровну поделены между португальской Galp, корейской KOGAS и ENH. Eni отвечает за строительство и эксплуатацию объектов разведки и добычи, включая СПГ, на море, а ExxonMobil – за сухопутные установки.

Теперь Eni предлагает построить второй такой же небольшой плавучий завод, чтобы ускорить монетизацию газа проекта Rovuma в 4 зоне. Изначально проект Rovuma (консорциум Eni и ExxonMobil) предполагал строительство завода, состоящего из двух линий по 15,2 млн т каждая. После атак боевиков компании отложили принятие окончательного инвестрешения – сначала на 2022 г., затем на 2023 г. До сих пор неизвестно, когда оно будет принято, однако в марте 2023 г. Exxon Mobil объявила, что рассматривает возможность возобновления проекта. Причем компания изучает возможность увеличения первоначальной мощности завода, по сравнению с планируемым, до 18 млн т. Ожидается, что наземный завод будет построен на модульной основе.

Пока же Eni готова построить на проекте Rovuma плавучий небольшой завод, который мог бы сжигать 2,5–3 млн т газа в год. Примерно такой же завод итальянская компания хочет построить и в Конго в 2023 г., его мощность составит до 4,5 млн т. СПГ с плавучей установки в Конго также пойдет на экспорт.

Как заявил главный операционный директор Eni по природным ресурсам Гвидо Бруско, вторая СПГ-установка на Rovuma может быть построена «менее чем за 4 года», и за это время страна может подписать контракты на поставку с Европой, которая активно диверсифицирует своих поставщиков. «Я считаю, что для полноценной разработки значительных газовых ресурсов Мозамбика правильным решением будет перейти как к наземной, так и к морской концепции», – сказал Г. Бруско.

## Проблемной точкой является отсутствие внутреннего рынка газа. Компаниям изначально нужно развивать внутреннюю газовую инфраструктуру и запускать производства электроэнергии на основе газа

Мозамбик стал одним из предостережений для инвесторов, несмотря на весь очевидный потенциал Африки. Теперь, по мнению экспертов, иностранные компании сосредоточатся в первую очередь на небольших по мощности плавучих СПГ-установках. За последние месяцы, в частности, плавучие терминалы (FLNG) запустили Республика Конго (два судна общей мощностью 3 млн т в год), Нигерия (1,2 млн т) и Мозамбик (3,4 млн т). Есть такие установки и в африканских проектах с участием «ЛУКОЙЛа».

У них есть немаловажные плюсы: они не так подвержены нападениям, а также могут быть введены в эксплуатацию быстрее, чем традиционные проекты – как минимум на год. Строительство FLNG дешевле, чем трубопроводов или установок на берегу. Плавучие установки гораздо

Виндхук, Намибия

Источник: akimbohr / depositphotos.com



больше подходят для небольших африканских проектов, поскольку для них не требуются такие значительные инвестиции, как для полноценных заводов.

## Распродажи в нефтянке – бум на СПГ?

В последние годы мировые нефтяные компании уходили из Африки из-за проблем с политической, экономической и социальной нестабильностью в регионе, что, безусловно, настораживает инвесторов в части инвестиций в энергопроекты на континенте. Доля Африки в мировой добыче нефти снизилась с 12 % в 2010 г. до 8 % в 2021 г. ExxonMobil намерена свернуть добычу нефти в Экваториальной Гвинее и полностью уйти в 2026 г. Chevron, Shell и Exxon ушли из Нигерии, продав активы независимым компаниям. TotalEnergies покинула Анголу, заявив о планах сосредоточиться на проектах с низким уровнем выбросов в других странах. Как считает McKinsey, лишь Алжир и Ливия сохраняют способность привлекать серьезные инвестиции в нефтяной отрасли.

Однако некоторые эксперты считают, что продажа нефтяных активов может стать хорошей новостью для богатых газом африканских стран, которые в этом году могут привлечь непредвиденные инвестиции в газовый сектор. По мнению консалтингового агентства Wood Mackenzie, если эта страна сможет провести необходимые реформы, добыча газа на континенте может удвоиться к середине 2030-х гг. СПГ более чистый вид топлива по сравнению с нефтью, а экономика проектов по сжижению газа является сильной, что и позволяет говорить о возобновлении некоторых из них, считают в Wood Mackenzie.

## Африка с российским акцентом

Что касается российских компаний в Африке, то здесь впереди всех «ЛУКОЙЛ», который уже давно гораздо активнее отечественных конкурентов развивает зарубежные проекты из-за ограниченного доступа к ресурсам в России. Однако стоит признать, что в сравнении с крупными международными нефтегазовыми корпорациями даже присутствие «ЛУКОЙЛа» на континенте можно назвать довольно скромным.

## Египет

Египет, который еще недавно даже импортировал СПГ, стал довольно важным газовым игроком после того, как Eni в 2015 г. открыла здесь огромное месторождение Зохран на шельфе. Изначально газ планировалось поставлять на внутренний рынок, однако в 2019 г. Египет стал экспортировать СПГ с двух терминалов – Idku и Damietta. В прошлом году страна нарастила экспорт СПГ на 14 %, до 8 млн т СПГ, почти все из которых (90 %) было поставлено в Европу. План зарубежных поставок на этот год – 7,5 млн т. Дело в том, что пока СПГ-заводы СПГ в Египте работают не на полную мощность, но их планируется расширить примерно до 13 млн т. В 2017 г. долю в проекте Zohr купила «Роснефть» – это стало ее первой крупной зарубежной газовой покупкой. Геологические запасы месторождения оцениваются в 850 млрд м<sup>3</sup> газа. У Eni сейчас половина в проекте, доля «Роснефти» – 30 %, BP и Mubadala – по 10 %.

Добыча на месторождении в 2021 г. составляла 28,3 млрд м<sup>3</sup> газа, в дальнейшем предполагается ее рост за счет бурения новых скважин: власти Египта уже одобрили новые инвестиции в проект в 2023–24 финансовом году, примерно в 1,2 млрд долл.

Не первый год работает в Африке «ЛУКОЙЛ». Компания еще в 1995 г. вошла в блок Meleiha в Египте – он стал для нее одним из первых добывающих проектов за рубежом. В Египте у «ЛУКОЙЛа» три проекта. Оператором Meleiha является итальянская ENI с 76 %, у «ЛУКОЙЛа» 24 %. В 2007–2014 гг. здесь был открыт ряд месторождений, на месторождении Роза Норт ведется промышленная добыча. В 2021 г. Eni, египетская EGPC и российская компания договорились о слиянии концессий

**Африка к 2030 г. способна поставлять дополнительные 30 млрд м<sup>3</sup> газа в год в ЕС. Однако африканскому газу в таком случае предстоит жесткая конкуренция с американским и катарским СПГ**



Добыча газа в Египте  
Источник: *druzhniy-center.ru*

Meleiha и Meleiha Deep. В начале 2020-х гг. Eni объявила о новых открытиях нефти и газа по Meleiha и South West Meleiha (100 % Eni) с ресурсами, предварительно оцененными в 50 млн б. н. э., а затем – об открытиях на проекте Meleiha, примерно в 8,5 тыс. б. н. э. в сутки.

Десять лет назад «ЛУКОЙЛ» вошел в проект WEEM в Восточной пустыне, где добыча уже ведется. Компания работает на паритетной основе с EGPC. Нефть с месторождения поступает по экспортному трубопроводу длиной около 100 км до двух терминалов на западном побережье Красного моря. Позже российская компания стала оператором прилегающего к нему блока WEEM Extension, вторым участником которого является египетская Tharwa Petroleum.

Египет, достигнув самообеспеченности газом в 2018 г., использует удачное географическое положение, пытаясь стать крупным газовым хабом и важным поставщиком СПГ. И это ему в целом удастся. Интерес иностранных компаний, таких, как BP, ExxonMobil и Chevron, к Египту буквально возродился после открытия месторождения Zohr. Компании активно договариваются о новых блоках, надеясь на обнаружение таких же крупных запасов. И они не заставляют себя ждать: в январе Eni объявила об открытии нового газового месторождения в концессии Nargis в Средиземном море.

Если для «Роснефти» на фоне сложившейся геополитической и экономической ситуации и санкций расширение работы в Египте выглядит маловероятным, то для частного «ЛУКОЙЛа» положение в целом иное. Вряд ли российская компания ограничится этими тремя проектами в Египте с учетом интересов «ЛУКОЙЛа» к газу, так и намерения страны стать региональным газовым хабом.

Министерство нефти страны периодически проводит торги по нефтегазовым блокам, на которые традиционно приглашает и российские компании.

«ЛУКОЙЛ» планирует расширяться в Египте, в партнерстве участвуя в новых концессиях. При этом новые проекты для компании возможны не только с египетскими партнерами, но и с давним соратником Eni, с которой «ЛУКОЙЛ» давно сотрудничает в Африке. Eni работает в Африке почти 70 лет, и это крупнейший иностранный производитель нефти и газа в стране с добычей около 350 тыс. б/с. Именно африканским газом Италия стремится замещать российский. «У нас нет энергии, у них есть энергия. У нас большая промышленность, они должны ее развивать. . . Существует сильная взаимодополняемость», – говорил глава Eni Клаудио Дескальци в интервью Financial Times. При этом итальянская компания не просто делает заявления, но и подписывает соглашения о поставке СПГ из Египта в Европу.

## Алжир

Алжир до сих пор остается важным поставщиком газа в Европу. В прошлом году страна добыла 102 млрд м<sup>3</sup> газа и экспортировала 10,2 млн т СПГ. Российский «Газпром» вместе с алжирской Sonatrach работает на участке Эль-Ассель, добыча здесь может начаться в 2025 г. Компании также изучают, насколько коммерчески интересна может быть разработка еще двух месторождений – Рурд-Сая и Северный Рурд-Сая.

## Гана, Центральная и Западная Африка

Еще в 2019 г. возглавлявший тогда «ЛУКОЙЛ» Вагит Алекперов заявлял, что компания намерена запустить ряд проектов по сжижению газа в Африке и экспортиро-

вать его, сначала из Камеруна и Конго, а затем, не исключено, и из других регионов.

В марте 2014 г. «ЛУКОЙЛ» вошел в глубоководный проект на блоке Тано (Deepwater Tano/Cape Three Points) на шельфе Ганы в Западной Африке, где было обнаружено 7 месторождений углеводородов: 5 нефтяных и 2 газовых. Оператор проекта – выкупившая долю у Hess норвежская Aker Energy с 50 %, доля «ЛУКОЙЛа» – 28 %, Fueltrade – 2 %, Ghana National Petroleum Corporation – 10 %. Предполагалось, что на месторождении будет использоваться две плавучие установки – сначала одна для южной части месторождения, а по мере его разработки – вторая на севере.



Добыча нефти в Судане  
Источник: *odihpn.org*

Месторождение с потенциалом в 334 млн барр. способно вывести Гану в четверку крупнейших стран-производителей в регионе.

Однако пока проект столкнулся с рядом сложностей: в 2020 г. он был отложен из-за пандемии и падения цен на нефть, а этой зимой появились слухи о возможности продажи «ЛУКОЙЛом» своей доли в нем – по данным Reuters, этот вопрос обсуждался с индийскими корпорациями, в том числе ONGC. Продажу агентство связывало с возможными санкционными рисками для проекта из-за участия компании. Однако стоит отметить, что сам «ЛУКОЙЛ» и нынешнее руководство компании под санкциями не находится.

Впрочем, этой весной вице-президент компании по Америке, Африке и Ближнему Востоку Иван Романовский заявил, что компании в апреле подают властям страны окончательный план по разработке месторождения Ресап, и в случае его одобрения инвестиционное решение по проекту может быть принято в октябре–ноябре.

## Камерун

С 2014 г. «ЛУКОЙЛ» владеет 37,5 % в глубоководном проекте Этинде, расположенном на шельфе Камеруна в Западной Африке. Оператор СРП – компания New Age с долей 37,5 %, 25 % – у Euroil (Bowleven). На месторождении может быть построен уже традиционный для Африки плавучий завод по сжижению газа, говорил И. Романовский этой весной. Проект должен сменить оператора: New Age продает свою долю англо-французской Repenco, после чего та представит на рассмотрение план разработки месторождения. Ранее предполагалось, что добыча на проекте начнется в 2024 г., однако для этого окончательное инвестиционное решение нужно было принять в 2022 г.

Африканская деревня



Источник: muha04 / depositphotos.com

## Конго

После неудач в Африке, когда «ЛУКОЙЛ» ушел из Сьерра-Леоны и Кот-д'Ивуара, так и не найдя там серьезных запасов, компания стала более осторожной и входит в более изученные участки, мажоритарной долей в которых, как правило, владеет более опытный партнер.

По такому принципу российская компания в 2019 г. купила четверть в СРП-проекте «Марине XII» на шельфе Республики Конго, оператором которого является ее давний партнер Eni. На участке открыто пять месторождений, на части ведется добыча нефти. Как ожидается, в конце 2023 г. начнется производство СПГ на плавучей установке на месторождении: сначала она будет производить 600 тысяч т в год, а в 2025 г. планируется ввести вторую установку и довести выпуск до 3 млн т в год. Что важно, за сбыт этого газа будет отвечать Eni – и вряд ли у нее будут какие-то проблемы с продажей. Добычу газа на проекте планируется нарастить с 1,5 млрд м<sup>3</sup> до 5,5 млрд м<sup>3</sup> в год.

Как сообщал Романовский, «ЛУКОЙЛ» вложил в проект 955 млн долл., в том числе



Добыча газа, Египет  
Источник: depositphotos.com

на покупку доли, и намерена инвестировать еще 1 млрд долл. При этом российская компания явно заинтересована в продолжении работы в Конго: «ЛУКОЙЛ» вместе с Eni уже подали заявки на два морских новых блока «Марине 24» и «Марине 31» и были признаны техническими победителями по ним. Доля «ЛУКОЙЛа» может составить 43 %. Кроме того, «ЛУКОЙЛ» может стать оператором в других новых проектах и обсуждает сейчас это с властями страны.

## Нигерия

В 2014 г. «ЛУКОЙЛ» вошел в блок OML-140 на шельфе Нигерии, а спустя пять лет стало известно, что компания реализовала опцион по нему и доведет долю до 40 %. Оператор проекта – американская

Chevron. У «ЛУКОЙЛа» также есть меморандум с госкомпанией Nigerian National Petroleum Corporation, по которому компании изучат сотрудничество по разведке и добыче углеводородов в стране.

В целом российские компании довольно давно декларируют интерес к Африке, однако до масштабов своих зарубежных конкурентов им далеко. Все специалисты по Африке в один голос говорят: проблема в том числе и в незнании российским бизнесом африканских реалий и специфики работы. А этот вопрос решается не за один год.

Тем не менее, ряд российских технологий в энергетике был бы интересен африканским странам. Российские компании обладают достаточно большим опытом в области строительства газопроводов, в том числе и подводных. Видятся достаточно большие возможности в области создания небольших производств сжиженного углеводородного газа или малотоннажного СПГ, например. Кроме того, некоторые страны континента заявляли о планах импортировать СПГ, что тоже могло бы быть интересно нашим производителям. Договориться о сотрудничестве и представить свои технологические возможности представителям африканских государств российские компании смогут на РЭН-2023.

В Африке активно работают индийские и китайские компании, поэтому выглядит логично договариваться о сотрудничестве не только с европейскими, но и с азиатскими партнерами. «Российские компании работают над созданием собственных компетенций в этой сфере. Когда это работа выйдет на этап внедрения, мы сможем выйти с этими наработками на внешние рынки, в том числе в африканские страны. С малотоннажными проектами проще. У нас есть здесь накопленный опыт реализации проектов», – считает Алексей Гривач.

### Использованные источники

- URL: [https://www.gecf.org/\\_resources/files/events/7th-edition-gecf-global-gas-outlook-2050-launched-/2022-edition-of-the-gecf-globas-gas-outlook-2050-synopsis.pdf](https://www.gecf.org/_resources/files/events/7th-edition-gecf-global-gas-outlook-2050-launched-/2022-edition-of-the-gecf-globas-gas-outlook-2050-synopsis.pdf)
- URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>
- URL: <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/country-and-regional-insights/africa-insights.html>
- URL: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2023-region-insight-africa.pdf>
- URL: <https://www.iea.org/reports/africa-energy-outlook-2022>
- URL: <https://jpt.spe.org/eni-aims-to-reboot-mozambique-rovuma-1ng-with-1ng>
- URL: <https://worldoil.com/news/2023/3/20/exxon-considers-resuming-shelved-1ng-project-in-mozambique-with-bigger-production-targets/>
- URL: <https://www.reuters.com/business/energy/renewables-shift-lays-bare-africas-energy-dilemma-2022-10-19/>

# Гидроэнергетика Таджикистана: потенциал сегодня и возможности завтра

## Tajikistan's Hydropower industry: potential today and opportunities tomorrow

Надежда КАЗЕЕВА  
Начальник отдела двустороннего  
сотрудничества Дирекции  
международного сотрудничества,  
Российское энергетическое агентство  
Минэнерго России  
E-mail: Kazeeva@rosenergo.gov.ru

Nadezhda KAZEEVA  
Head of Head of Bilateral Division  
International Cooperation Department  
Russian Energy Agency by the Ministry of  
Energy of the Russian Federation  
E-mail: Kazeeva@rosenergo.gov.ru

Мария КОЗЫРЕВА  
Главный специалист отдела  
двустороннего сотрудничества Дирекции  
международного сотрудничества,  
Российское энергетическое агентство  
Минэнерго России  
E-mail: KozyrevaMA@rosenergo.gov.ru

Maria KOZYREVA  
Senior Specialist of Bilateral Cooperation  
Division of International Cooperation  
Department  
Russian Energy Agency by the Ministry of  
Energy of the Russian Federation  
E-mail: KozyrevaMA@rosenergo.gov.ru

Душанбе

Источник: Leonid\_Andronov / depositphotos.com



Аннотация. Сегодня гидроэнергетика Таджикистана, развитие которой началось в 30-е годы XX века, является главным источником энергии страны. Таджикистан занимает 8-е место в мире по уровню гидроэнергетического потенциала с совокупными возможностями (потенциальными) выработки электроэнергии на ГЭС до 527 млрд кВт·ч в год [1]. Вместе с тем, по оценкам экспертов, для поддержания существующего объема мощностей ГЭС в Таджикистане к 2030 г. потребуется модернизировать около 80 % мощностей в стране [2]. Исходя из существующих потребностей, правительством страны взят курс на укрепление отрасли, в том числе за счет проведения внутренних реформ и привлечения инвестиций. В статье приводится краткий обзор становления гидроэнергетики Таджикистана как основы ТЭК страны, а также рассматриваются актуальные вызовы задачи и перспективы развития отрасли.

*Ключевые слова:* Таджикистан, электроэнергетика, гидроэлектростанции, малая гидроэнергетика, энергетический баланс.

Abstract. Today, the hydropower sector of Tajikistan, development of which began in the 30s of the XX century, is the country's main source of energy. Tajikistan ranks eight in the world as for hydropower potential. Total potential hydropower generation is up to 527 billion kWh per year. At the same time, according to experts, in order to maintain the existing capacity of HPPs in Tajikistan by 2030, it will be necessary to modernize about 80 % of the capacities in the country. Based on the current needs, the Government recently has taken a course to strengthen the industry, including through implementation of internal reforms and attracting investment as well. The article overviews briefly the formation and development of hydropower sector of Tajikistan as the basis of the fuel and energy complex, emphasizes its current challenges, tasks and prospects as well.

*Keywords:* Tajikistan, electric power industry, hydroelectric power plants, small hydropower, energy balance.

## “

**В настоящее время  
в стране насчитывается  
порядка 300 малых ГЭС  
мощностью порядка  
132 МВт, но около трети  
из них не функционируют**

### Первые ГЭС

Становление гидроэнергетики как основы ТЭК Таджикистана было обусловлено природно-географическими факторами: свыше 50 % гидроресурсов Центральной Азии сосредоточено в именно в этой стране.

Развитие отрасли страны началось еще в 30-е гг. XX века. Первые гидротехниче-

ские комплексы были возведены на р. Варзоб. В конце декабря 1936 г. была введена в эксплуатацию Варзобская ГЭС-1 – первая гидроэлектростанция в Таджикистане, изначальная мощность которой составила лишь 7,4 МВт [3]. Варзобская ГЭС-1 обеспечила энергией Варзобский район и г. Душанбе, однако полностью решить проблему энергообеспечения развивающегося города не смогла, поэтому строительство Варзобского каскада было продолжено. К середине 1950-х гг. функционировало уже три гидроагрегата. Вместе с тем набирающая обороты промышленность страны требовала больших энергозатрат и вырабатываемой электроэнергии на р. Варзоб оказалось недостаточно для удовлетворения растущих потребностей. Так, в 1956 г. на р. Сырдарья была запущена более крупная Кайраккумская ГЭС, потом был сооружен каскад из станций Перепадная, Головная, Центральная на р. Вахш.

В конце 1970-х - начале 1980-х гг. был взят курс на строительство крупных ГЭС: запущены самая большая в Таджикистане и во всем Центрально-Азиатском регионе Нурекская ГЭС [4], Байгазинская, Сангту-

| Станция             | Установленная / Проектная мощность (МВт) | Доступная мощность (МВт) | Год запуска |
|---------------------|--|--------------------------|-------------|
| Нурекская ГЭС       | 1995                                     | 1950                     | 1972        |
|                     | 1005                                     | 800                      | 1979        |
| Рогунская ГЭС       | 3600                                     | 240                      | 2018        |
| Байпазинская ГЭС    | 600                                      | 550                      | 1985        |
| Сангтудинская ГЭС-1 | 670                                      | 670                      | 2008        |
| Сангтудинская ГЭС-2 | 220                                      | 220                      | 2011        |
| Головная ГЭС        | 240                                      | 170                      | 1962        |
| Кайраккумская ГЭС   | 126                                      | 124                      | 1956        |
| Центральная ГЭС     | 15,1                                     | 12,8                     | 1964        |
| Перепадная ГЭС      | 29,95                                    | 26,3                     | 1958        |
| Вазробская ГЭС-1    | 9,5                                      | 9,5                      | 1937        |
| Вазробская ГЭС-2    | 14,4                                     | 5                        | 1949        |
| Вазробская ГЭС-3    | 3,52                                     | 1,5                      | 1952        |

Таблица 1.  
Крупнейшие ГЭС Таджикистана, 2022 г.

Источник: доклад МЭА *Tajikistan 2022. Energy Sector Review* – март 2023 г.

динская ГЭС-1 и ГЭС-2, а также положено начало строительству Рогунской гидроэлектростанции.

К середине 1990-х гг. общая мощность энергосистемы Таджикистана составляла 4,4 ГВт, причем тепловых электростанций насчитывалось лишь две – Душанбинская (196 МВт) и Яванская (120 МВт) ТЭЦ, остальная часть приходилась на гидроэнергетику. Таджикистан накопил достаточный потенциал не только для обеспечения энергией республики, но и для экспорта. Однако распад СССР, изменение структуры экономических связей Таджикистана с соседними странами, трудности с обретением необходимых технологий, а также дестабилизация внутривластной обстановки сильно замедлили дальнейшее развитие гидроэнергетики в стране [5]. Тем не менее, в начале 2000-х гг. власти взяли курс на продолжение строительства незавершенных станций, сооружение новых и модернизацию устаревших мощностей.

**Становление гидроэнергетики как основы ТЭК Таджикистана было обусловлено природно-географическими факторами: свыше 50% водных ресурсов Центральной Азии сосредоточено именно в этой стране**

### Потенциал сегодня

Сегодня гидроэнергетика является главным источником энергии страны. Основным потенциалом гидроресурсов сосредоточен в бассейнах рек Пяндж, Вахш, Каферниган и Зеравшан.

Согласно данным Евразийского банка развития по гидроэнергетическому потенциалу Таджикистан занимает восьмое место в мире, но используется лишь 4–5 % от него [6]. В стране насчитывается 11 крупных и средних ГЭС и порядка 300 малых [7]. По данным IRENA, в 2021 г. общая установленная мощность ГЭС Таджикистана превысила 5274 МВт [8].

Выработка электроэнергии более чем на 90 % осуществляется за счет гидроэлектростанций, в связи с чем в Таджикистане уровень выбросов CO<sub>2</sub> на 1 кВт·ч генерируемой электроэнергии один из самых низких в мире [9]. Потенциальные возможности генерации на основе гидроэнергии составляют порядка 527 млрд кВт·ч, технические – 317 млрд кВт·ч [10]. Для сравнения по итогам 2022 г. было выработано 21 млрд кВт·ч электроэнергии, что стало рекордным показателем за всю историю с момента становления страны в качестве независимого государства<sup>11</sup>. До 2030 г. Правительство Таджикистана намерено увеличить выработку до 40,7–45 млрд кВт·ч, при этом на ГЭС должно генерироваться от 37,6–41,6 млрд кВт·ч (порядка 92,4 % от общего объема генерации) [12].

Порядка 54 % потенциальных гидроресурсов Центральной Азии приходится на Таджикистан. При условии реализации

технического потенциала, а также осуществления планов по модернизации электросетевой системы, республика может значительно нарастить экспорт электроэнергии в соседние страны, также в государства Южной Азии. Возможности по укреплению энергетической безопасности собственной страны и наращивание доходов за счет продажи электроэнергии несомненно привлекательны для Правительства Таджикистана. В связи с этим важнейшей задачей для руководства государства становится продолжение поддержки гидроэнергетической отрасли, привлечение инвестиций, иностранных партнеров и технологической экспертизы.

### Вызовы, задачи и перспективы

Помимо очевидных выгод от развития гидроэнергетики наблюдается и ряд сопутствующих проблем. Во многом зависимость Таджикистана от гидроэнергетики делает его уязвимым к возникновению сезонной нехватки электроэнергии из-за того, что мощностей тепловых станций крайне недостаточно для балансировки возникающего в зимний период дефицита воды в резервуарах ГЭС. В таких условиях по-

**По гидроэнергетическому потенциалу Таджикистан занимает 8 место в мире, но используется лишь 4–5 % от него. В стране насчитывается 11 крупных и средних ГЭС и порядка 300 малых**

рядка 1 млн человек могут быть отрезаны от стабильного доступа к электроэнергии на достаточно продолжительный период времени [13]. Этот вызов становится все более острым в связи с таянием ледников Памира, которые формируют необходимый сток воды (за последние десятилетия общий объем ледников Таджикистана уменьшился на треть) [14]. В связи с этим строительство гидротехнических сооружений должно проводиться еще и с учетом новейших разработок в области адаптации к изменениям климата.

Другая проблема – изношенность и устаревание гидроэнергетической и элект-

Рогунская ГЭС

Источник: Стас Этвеш / [tj.sputniknews.ru](http://tj.sputniknews.ru)



**Одна из ключевых причин инвестиционной непривлекательности сферы гидроэнергетики Таджикистана - низкий уровень тарифов на электроэнергию и низкая доходность ведения бизнеса**

тросетевой инфраструктуры. Большинство действующих в стране ГЭС были построены еще в советский период, и сейчас необходимо проводить комплексные работы по их реабилитации. При этом недостаточный приток инвестиций и недофинансирование проектов мешают Таджикистану повысить надежность энергосистемы. Одной из ключевых причин здесь выступает низкий уровень тарифов на электроэнергию и маленькая доходность ведения бизнеса. Кроме того, дальнейшее развитие гидроэнергетической отрасли требует тщательного изучения водно-энергетических ресурсов страны, проведения детальных

гидрогеологических исследований для повышения эффективности будущих ГЭС и предоставления гарантий их безопасности для местного населения и экосистемы. Во многом, вышеуказанные проблемы можно решить за счет укрепления сотрудничества и привлечения дополнительных инвестиций в отрасль.

Таджикистан уделяет приоритетное внимание развитию и укреплению отрасли гидроэнергетики. В рамках реализации «Национальной стратегии развития Республики Таджикистан на период до 2030 года» («Стратегия-2030») правительством предусматривается не только работа по технической модернизации объектов гидроэнергетической инфраструктуры, но и улучшение деловой среды: проведение реформ, направленных на совершенствование рыночного механизма, создание конкурентной среды, увеличение прибыли компаний ТЭК [15]. В целях привлечения инвесторов правительство освобождает их от налога на прибыль (на различный период времени в зависимости от объемов вложенных средств), предоставляет таможенные льготы, наделяет особым юридическим статусом и гарантирует защиту инвестиций [16].

Наиболее значительным проектом Таджикистана сегодня выступает Рогун-

Кайраккумская ГЭС

Источник: Борис Ушмайкин / tj.sputniknews.ru



Нурекская ГЭС

Источник: sportishka.com

ская ГЭС на р. Вахш. Предусматривается шесть гидроагрегатов общей мощностью 3600 МВт со среднегодовой выработкой 13,8 млрд кВт·ч [17]. Основное препятствие на пути реализации данного проекта – проблема финансирования. Стоимость гидроэлектростанции оценивается в 4 млрд долл. США, а ориентировочный срок запуска – 2032 г. [18]. С 2008 по 2022 гг. на строительство станции было затрачено порядка 3,07 млрд долл. США.

В 2023 г. власти Таджикистана намерены привлечь более 314 млн долл. США на продолжение строительства Рогунской ГЭС [19]. В текущем году уже удалось заручиться финансовой поддержкой со стороны Азиатского банка развития (5 млн долл. США) и Всемирного банка (15 млн долл. США) [20]. Однако гранты вышеуказанных финансовых институтов направлены в первую очередь на улучшение финансовой и коммерческой составляющей проекта, на оплату консультативных услуг для укрепления безопасности и экологичности Рогунской ГЭС. Готовность профинансировать часть проекта выразили также Исламский банк развития и Азиатский банк инфраструктурных инвестиций [21].

Помимо этого, на стадии проектирования находится Шуробская ГЭС. Расположена она будет между Рогунской и Нурекской

ГЭС, а ориентировочная мощность составит 862 МВт. Ожидается, что реализацией проекта будет заниматься Таджикская алюминиевая компания (ТАЛКО) с привлечением консультативных услуг [22]. В настоящее время, помимо ГЭС, Шураб имеют предварительное ТЭО с финансовым и техническим анализом 5 крупных ГЭС [23].

По мере восстановления более интегрированной энергетической системы в регионе Центральной Азии расширяются и совместные проекты между центральноазиатскими республиками в области гидроэнергетики. Таджикистан играет в этом процессе особую роль. В начале

**Главная проблема ГЭС Таджикистана – изношенность гидроэнергетической и электросетевой инфраструктуры. Большинство действующих в стране ГЭС были построены еще в советский период**

июня 2022 г. лидеры Республики Таджикистан и Республики Узбекистан дали старт строительству Яванской ГЭС на р. Зарафшан мощностью 140 МВт. Свою заинтересованность в направлении инвестиций в проект высказали Азиатский банк развития и Европейский банк реконструкции и развития (ЕБРР) [24]. Реализация данного проекта может сыграть позитивную роль в процессе урегулирования продолжающихся споров относительно совместного использования водно-энергетических ресурсов странами Центральной Азии.

Осуществляется модернизация ряда системообразующих ГЭС Таджикистана: Нурекской, Головной, Кайраккумской. В октябре 2022 г. был запущен первый гидроагрегат Нурекской ГЭС [25]. Ожидается, что по итогам реабилитационных работ мощность Нурекской ГЭС составит 3375 МВт (+375 МВт), а среднегодовая выработка энергии 12,6 млрд кВт·ч (+1,4 млрд кВт·ч) [26]. После реконструкции Нурекская ГЭС не только укрепит энергобезопасность страны, но и увеличит возможности экспорта «чистой» электроэнергии. Проект восстановления Нурекской ГЭС проводится в два этапа: на первом осуществляется капитальный ремонт трех гидроагрегатов и ключевой инфраструктуры зданий ГЭС с привлечением средств Всемирного банка (225,7 млн долл. США), Азиатского банка инфраструктурных инвестиций (АБИИ) (60 млн долл. США) и Евразийского банка



Сангтудинская ГЭС-1  
Источник: sangtuda.com

развития (ЕБР) (40 млн долл. США), на втором – шести агрегатов за счет финансирования Всемирного банка в размере 115 млн долл. США [27].

В настоящее время в стране насчитывается порядка 300 малых ГЭС (мощность порядка 132 МВт), однако около трети от этого количества не функционируют ввиду того, что многие из них построены без проведения надлежащих гидрологических исследований [28]. Кроме того, невозможность эксплуатации некоторых малых ГЭС связана с нехваткой воды: в летний период – в связи с ирригационными нуждами местных хозяйств, в зимний – в связи

с отсутствием необходимого стока [29]. При этом правительство намерено поддерживать дальнейшее развитие МГЭС в рамках «Стратегии-2030», так как гористая местность, необходимость обеспечения электроэнергией населения даже в самых удаленных труднодоступных районах, а также перспективы развития МГЭС как возможность для создания новых предприятий малого и среднего бизнеса создают предпосылки для этого процесса.

Безусловно, в развитие отрасли гидроэнергетики Таджикистана сегодня активно инвестируют различные международные финансовые институты. Так, Всемирный банк выделил более 275 млн долл. США на реабилитацию Нурекской ГЭС. Европейский банк реконструкции и развития начал свою инвестиционную деятельность в республике еще в 1993 г., однако в сфере гидроэнергетики был профинансирован лишь проект модернизации Кайраккумской ГЭС на сумму 38 млн долл. США [30]. Финансируют проекты и другие международные банки развития. Иностранные компании также непосредственно заняты в строительстве гидротехнических сооружений. Например, итальянская компания Webuild S.p.A. занимается проектированием и проведением работ по строительству плотины Рогунской ГЭС [31]. Американская компания General Electric осуществляло поставки высоковольтного оборудования для Сангтудинской ГЭС-1, а также комплексных

распределительных устройств (КРУЭ) для Нурекской ГЭС [32]. В 2013 г. при помощи индийских инвестиций была осуществлена реконструкция ГЭС «Варзоб-1».

Значительный опыт по реализации проектов в гидроэнергетике накопился и у российских компаний ТЭК. Так, например, на средства России при содействии ПАО «Интер РАО» было завершено строительство Сангтудинской ГЭС-1, которая в настоящее время обеспечивает 12 % совокупной выработки электроэнергии в стране. Кроме того, дочернее предприятие Группы «РусГидро» АО «Институт Гидропроект» с 2009 г. оказывает консультативно-инжиниринговые услуги по завершению строительства Рогунской ГЭС. В 2018 г. был запущен в работу первый агрегат, в 2019 г. – второй. При этом «Гидропроект» проводит комплексный мониторинг состояния гидротехнических сооружений Сангтудинской ГЭС-1. Другое дочернее предприятие Группы «РусГидро» – АО «ВНИИГ им. Б. Е. Веденеева» также задействовано в проведении исследовательских работ Рогунской ГЭС.

Благодаря накопленному опыту работы и устоявшимся торгово-экономическим связям Россия сегодня обладает большими возможностями, чтобы предложить Таджикистану комплексные системные решения наиболее актуальных отраслевых проблем и задач, и тем самым нарастить свое конкурентное преимущество в этом регионе.

## Использованные источники

1. Официальный сайт Министерства энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан. – URL: <https://www.mewr.tj>
2. IEA. Tajikistan Energy Sector Review 2022. Available at: <https://www.iea.org/reports/tajikistan-2022>
3. Петров Г. Энергетические проекты Таджикистана: прошлое, настоящее, будущее // Центральная Азия и Кавказ. №3, 2004. – URL: [https://ca-c.org.ru/journal/2004/journal\\_rus/cac-05/11.petrus.shtml](https://ca-c.org.ru/journal/2004/journal_rus/cac-05/11.petrus.shtml)
4. Там же.
5. Петров Г. Гидроэнергетические ресурсы Таджикистана // Центральная Азия и Кавказ. №3 (27), 2003.
6. ЕАБР: Страны Центральной Азии обладают значительным гидроэнергетическим потенциалом, но используют его только на 10%. – URL: <https://eabr.org/press/releases/eabr-strany-tsentralnoy-azii-obladayut-znachitelnyy-gidroenergeticheskim-potentsialom-no-ispolzuyut/>
7. Tajikistan 2022. Energy Sector Review. – URL: <https://www.iea.org/reports/tajikistan-2022>, Water-Agriculture-Energy Nexus in Central Asia through the Lens of Climate Change. URL: <https://www.carecinstitute.org/wp-content/uploads/2022/08/Report-on-Water%E2%80%93agriculture%E2%80%93energy-nexus-in-Central-Asia-through-the-lens-of-climate-change.pdf>
8. Renewable Capacity Statistics 2022. – URL: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA\\_RE\\_Capacity\\_Statistics\\_2022.pdf?rev=460f190dea15442eba8373d9625341ae](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Apr/IRENA_RE_Capacity_Statistics_2022.pdf?rev=460f190dea15442eba8373d9625341ae)
9. Tajikistan 2022. Energy Sector Review. – URL: <https://www.iea.org/reports/tajikistan-2022>
10. Четвертое национальное сообщение Республики Таджикистан по Рамочной Конвенции ООН об изменении климата, 2022. – URL: [https://unfccc.int/sites/default/files/resource/4NC\\_TJK\\_ru\\_0.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/4NC_TJK_ru_0.pdf)
11. Президент Республики Таджикистан. – URL: <http://president.tj/ru/node/29851>
12. Национальная стратегия развития Республики Таджикистан до 2030 г. – URL: [http://ef-ca.tj/publications/02.2\\_rus\(FILEminimizer\).pdf](http://ef-ca.tj/publications/02.2_rus(FILEminimizer).pdf)
13. Tajikistan 2022. Energy Sector Review. – URL: <https://www.iea.org/reports/tajikistan-2022>
14. ООН. – URL: <https://news.un.org/ru/story/2021/11/1413072>
15. ЕАБР. Инвестиции в водно-энергетический комплекс Центральной Азии. – URL: [https://eabr.org/upload/EDB-WEC-CA-Report\\_RU\\_web.cleaned.pdf](https://eabr.org/upload/EDB-WEC-CA-Report_RU_web.cleaned.pdf)
16. Министерство энергетики и водных ресурсов Таджикистана. – URL: [https://www.mewr.tj/?page\\_id=597](https://www.mewr.tj/?page_id=597)
17. Ассоциация «Гидроэнергетика России». – URL: [http://www.hydropower.ru/news/detail.php?ELEMENT\\_ID=11103](http://www.hydropower.ru/news/detail.php?ELEMENT_ID=11103)
18. Tajikistan 2022. Energy Sector Review. – URL: <https://www.iea.org/reports/tajikistan-2022>
19. ИА «Красная Весна». – URL: <https://rossaprimavera.ru/news/5854f35d>
20. Всемирный банк. – URL: <https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2023/01/12/tajikistan-to-improve-the-rogun-hydropower-project-implementation-with-world-bank-technical-assistance>
21. IsDB. – URL: <https://www.isdb.org/news/president-of-the-republic-of-tajikistan-grants-audience-to-isdb-vice-president-operations-to-discuss-prospective-bilateral-cooperation>
22. ИА «ASIA-Plus». – URL: <https://www.asiaplustj.info/ru/news/tajikistan/20201021/v-tadzhikistane-pristupili-k-rabotam-pozvoledeniya-ocherednoi-ges-na-reke-vahsh>
23. Министерство энергетики и водных ресурсов Республики Таджикистан. – URL: [https://www.mewr.tj/?page\\_id=600](https://www.mewr.tj/?page_id=600)
24. Neftegaz.RU. – URL: <https://neftegaz.ru/news/partnership/739784-uzbekistan-i-tadzhikistan-nachali-stroitelstvo-yavanskoy-ges-na-r-zarafshan/>
25. Всемирный банк. – URL: <https://www.vsemirnyjbank.org/ru/news/press-release/2022/10/24/tajikistan-inaugurates-the-first-unit-of-the-nurek-hydropower-plant>
26. Tajikistan 2022. Energy Sector Review. – URL: <https://www.iea.org/reports/tajikistan-2022>
27. Всемирный банк. – URL: <https://www.vsemirnyjbank.org/ru/news/press-release/2022/10/24/tajikistan-inaugurates-the-first-unit-of-the-nurek-hydropower-plant>
28. ИА «Авеста». – URL: <https://avesta.tj/2019/05/30/tret-ranee-postroennyh-malyh-ges-v-tadzhikistane-ne-funktsioniruyut-2/>
29. Там же.
30. ЕБРР. – URL: <https://www.ebrd.com/work-with-us/projects/psd/qairokkum-hpp-climate-resilience-upgrade.html>
31. Интернет-портал СНГ. – URL: <https://e-cis.info/news/566/100698/>
32. General Electric. – URL: <https://www.ge.com/rucis/tajikistan>

# Новые российские разработки для оптимизации энергоперехода

## New Russian developments to optimize the Energy Transition

Виталий БУШУЕВ

Главный научный сотрудник, д. т. н., профессор, Объединенный институт высоких температур Российской академии наук (ОИВТ РАН)  
E-mail: vital@guies.ru

Vitalii BUSHYEV

Doctor of Technical Sciences, JIHT RAS  
E-mail: vital@guies.ru

Раиф ВАСИЛОВ

Начальник лаборатории биоэнергетики и биотехнологии Курчатовского комплекса НБИКС-технологий НИЦ «Курчатовский институт», д. б. н., профессор  
E-mail: raifvasilov@hotmail.com

Raif VASILOV

Doctor of Biological Sciences, Professor, Head of the Laboratory of Bioenergy and Biotechnology of the Kurchatov Complex NBICS-Technological Research Institute «Kurchatov Institute»  
E-mail: raifvasilov@hotmail.com

Виктор ЗАЙЧЕНКО

Заведующий лабораторией, д. т. н., профессор, Объединенный институт высоких температур Российской академии наук (ОИВТ РАН)  
E-mail: zaitch@oivtran.ru

Victor ZAICHENKO

Doctor of Technical Sciences, Head of the Laboratory, JIHT RAS  
E-mail: zaitch@oivtran.ru

Адольф ЧЕРНЯВСКИЙ

Главный специалист по экономике и возобновляемым источникам энергии, к. т. н., ОАО «Ростовтеплоэлектропроект» (филиал ОАО «ЭНЕКС», г. Ростов-на-Дону)  
E-mail: 1936@mail.ru

Adolf CHERNYAVSKY

Candidate of Technical Sciences, Chief Specialist in Economics and Renewable Energy Sources, «Rostovteploelectroproekt», JSC (branch of «ENEX», JSC, Rostov-on-Don city)  
E-mail: 1936@mail.ru

Аннотация. В статье представлены предложения по реализации в нашей стране четвертого энергетического перехода. В основном предлагаемая схема перехода основана на разработках Объединенного института высоких температур Российской академии наук (ОИВТ РАН) и Национального исследовательского центра «Курчатовский институт» (НИЦ «Курчатовский институт»).

Ключевые слова: энергетические ресурсы, биомасса, водород, моторное топливо, накопители энергии.

Abstract. The article presents proposals for the implementation of the fourth Energy Transition in our country. Basically, the proposed transition scheme is based on the developments of the Joint Institute for High Temperatures of the Russian Academy of Sciences (JIHT RAS) and the National Research Center «Kurchatov Institute» (NRC «Kurchatov Institute»).

Keywords: energy resources, biomass, hydrogen, motor fuel, energy storage.



### На традиционных ТЭС к 2035 г. ожидается снижение производства электроэнергии в связи с отказом от использования ископаемых топлив

#### Введение

Наша планета с 1840 г. по настоящее время пережила уже три энергетических перехода: от дров к углю, от угля к нефти, от нефти к природному газу. В настоящее время происходит четвертый энергетический переход – от преимущественного использования ископаемых органического и ядерного топлив к широкому применению возобновляемых источников энергии (ВИЭ) [1, 2]. В соответствии с прогнозами Международного энергетического агентства – EIA [3], конечное потребление ископаемых энергоносителей к середине XXI столетия существенно снизится наряду со значительным ростом объемов использования ВИЭ (рис. 1). В соответствии с этими прогнозами потребление ископаемых нефтепродуктов и угля су-



Накопитель электроэнергии  
Источник: renaulgroup.com

щественно снизится к 2040–2050 гг. Использование природного газа, как самого экологически чистого природного топлива, останется на достаточно высоком уровне до 2050 г. В 1,6 раза увеличится мощность ядерных источников энергии. Однако, в связи с ростом объемов производства во всех остальных категориях генерации, относительная доля установленной мощности АЭС в общемировом энергобалансе снизится к 2050 г. с 5,4 до 3,5 % [3]. При этом на самом высоком уровне останется использование ВИЭ – на порядок выше всех видов ископаемых топлив – как органических, так и ядерного.

В составе генерирующих мощностей на базе ВИЭ наибольший рост в 2020–2050 гг. – прогнозируется на солнечных



Хранилище водорода

Источник: nikkiisoceig.com

электростанциях (СЭС) – в 8,4 раза и на ветроэлектрических станциях (ВЭС) – в 4,3 раза [3].

На традиционных тепловых электростанциях (ТЭС) к 2035 г. ожидается снижение производства электроэнергии в связи с отказом от использования ископаемых топлив согласно ратифицированному практически всеми странами мира Парижскому соглашению 2015 г. [4]. После 2035 г. прогнозируется снова рост выработки электроэнергии на ТЭС, но уже с использованием на этих электростанциях других видов топлива: водорода, синтетических газов, получаемых конверсией биомассы, твердых и жидких топлив из биомассы,

преимущественно из ее отходов. Одновременно, для использования водорода, синтетических газов и жидких синтетических топлив на ТЭС, делается ставка на применение рассредоточенных систем электрогенерации с помощью электрохимических генераторов на топливных элементах [5–7], дающих возможность высокоэффективного прямого беспламенного и безмашинного преобразования химической энергии топлив в электрическую и тепловую энергию.

Сегодня электростанции на топливных элементах, обладающие целой гаммой преимуществ в сравнении с традиционной энергетикой (экологичность, надежность, бесшумность, высокий КПД, простота конструкции, возможность работы без постоянного

оперативного персонала, низкие операционные затраты – OPEX, возможность использования модульной архитектуры с наращиванием мощности простым добавлением новых энергомодулей), имеют один существенный недостаток – высокие удельные капитальные вложения – на уровне атомных электростанций – 3500–5000 долл./кВт [7]. Однако, уже и сегодня есть примеры создания ТЭС на карбонатных топливных элементах на базе фосфорной кислоты с удельными инвестициями 1750 долл./кВт [7] (электростанция мощностью

**В составе генерирующих мощностей на базе ВИЭ наибольший рост в 2020–2050 гг. – прогнозируется на солнечных электростанциях – в 8,4 раза и на ветроэлектрических станциях – в 4,3 раза**

1564 кВт в Кельне, Германия). К 2035 г. ожидается снижение удельных инвестиций для сооружения электростанций на топливных элементах в 3–4 раза и развертывание широкомасштабного строительства рентабельных ТЭС на этой основе.

Лидирующие компании в этом направлении – Westinghouse, General Electric, Siemens, Toshiba. В России разработку систем с топливными элементами ведут НИЦ «Курчатовский институт», Уральское отделение Российской академии наук (УрО РАН) и другие компании.

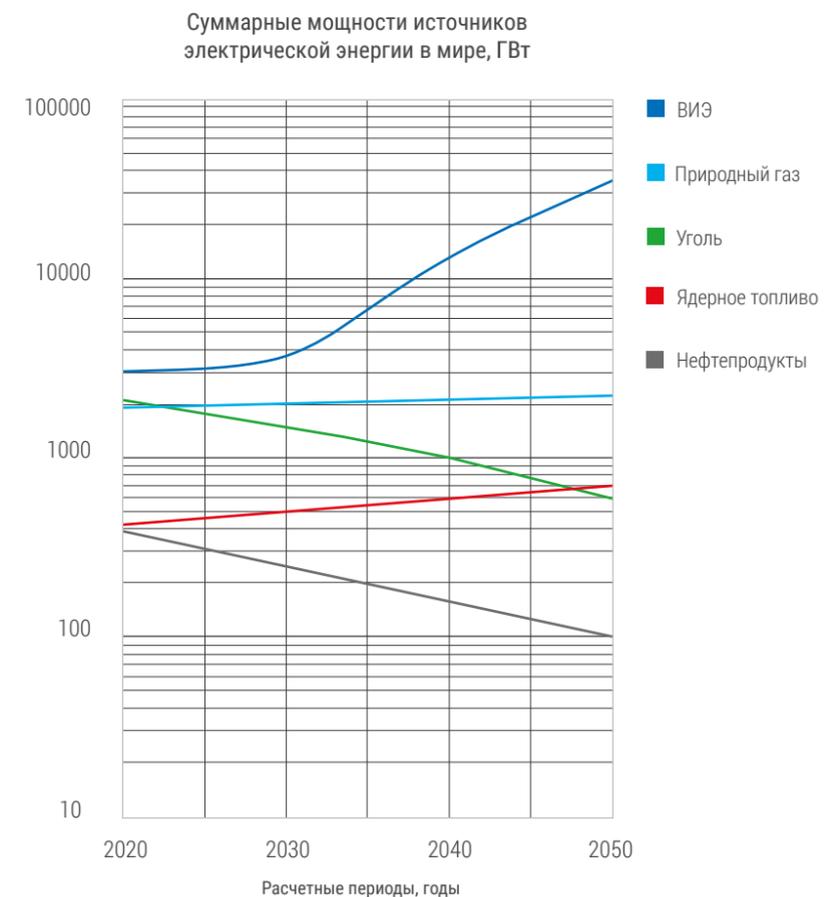
Аналогичные прогнозы о широком внедрении ВИЭ в энергетике стран мира дают практически все научно-аналитические центры в Европе, США, Японии. Средние удельные затраты на сооружение электростанций на базе ВИЭ составляют сегодня в Великобритании – 1,43–1,52 долл./кВт, в Германии – 1,36–1,46 долл./кВт, в других странах Евросоюза – 1,61–1,9 долл./кВт, в Китае – 1,36–1,37 долл./кВт, в США – 1,83

долл./кВт [3]. При этом самым дешевым признано строительство СЭС. Такие значения удельных инвестиций уже стали существенно меньше, чем в традиционной энергетике. Поэтому в настоящее время многие энергетические компании мира отказываются от строительства тепловых и атомных электростанций, отдавая предпочтение ВИЭ.

Экономические предпосылки стали основой для предпочтительного сооружения генерирующих объектов на базе ВИЭ, наряду с другими их преимуществами [8]:

- сокращение выбросов вредных и парниковых газов в атмосферу;
- сокращение вредных стоков в поверхностные и подземные водные источники;
- исключение потерь от все возрастающих цен на ископаемые виды топлива;
- исключение крупных техногенных аварий, сопутствующих ядерной

Рис. 1. Прогноз изменений структуры производства электрической энергии в мире в период 2020...2050 гг.



**В связи с ростом объемов производства во всех остальных категориях генерации, относительная доля установленной мощности АЭС в общемировом энергобалансе снизится к 2050 г. с 5,4 до 3,5%**

энергетике, а также проблем с захоронением ядерных отходов, с угрозой распространения ядерного оружия;

- отказ от дорогостоящей, экологически опасной и, в то же время, бесполезной процедуры улавливания и захоронения отходов углекислого газа;
- возможности масштабной децентрализации энергетики с развитием распределенной генерации с автономными системами энергообеспечения локальных потребителей энергии;
- развитие интеллектуальных энергетических сетей – smart nets;
- опережающие темпы роста возобновляемой энергетики в сравнении с энергетикой на базе ископаемых топлив;
- гарантированный в большинстве случаев возврат вложенных инвестиций даже без использования государственных субсидий и льгот и, наоборот, пополнение бюджетов всех рангов за счет прибылей при использовании ВИЭ.

Особенностью построения систем на базе ВИЭ в России является широкая возможность использования биомассы, главным образом ее отходов. Отходы биомассы в том или ином виде имеются в России повсеместно, и их утилизация является важной народно-хозяйственной задачей.

Если за рубежом для получения энергетической биомассы осуществляют посадки специальных плантаций быстрорастущих сортов деревьев и кустарников, то в России в этом нет необходимости. На территории РФ произрастает около 24 % всех лесов планеты, имеется до 50 % мировых запа-

сов торфа, дающего ежегодный естественный прирост в миллионы тонн [9]. И одних только отходов переработки всех видов биомассы достаточно, чтобы покрыть, вместе с рациональным использованием ВИЭ, все потребности страны в электрической и тепловой энергии.

Несмотря на то, что биомасса сама по себе является углеводородным продуктом, ее применение в энергетике не нарушает природный экологический баланс: количество углекислого газа, выделяемое при окислении (горении) биомассы, в точности соответствует количеству углекислого газа, потребляемому из атмосферы при росте растений. Нарушение этого баланса происходит, когда в энергетику вовлекаются находящиеся под землей ископаемые углеводородные топлива. При их использовании природой не предусмотрена компенсация образующихся выбросов.

Использование традиционных энергетических технологий в связи с непрерывно дорожающими ископаемыми видами топлив привело в последние десятилетия к уходу энергетики в России из зоны рентабельности. Оказалось необходимым ввести специальные формы государственной поддержки строительства новых электростанций с использованием так называемых «договоров о предоставлении мощности» (ДПМ) [8, 10]. Теперь инвесторам, вложившим средства в строительство генерирующих энергетических объектов,

СЭС, Батагай

Источник: [photoalbum.rushydro.ru](http://photoalbum.rushydro.ru)



Биогазовая промышленность  
Источник: [transut.ru.com](http://transut.ru.com)

в дополнение к доходам, получаемым при эксплуатации вводимых в действие объектов, осуществляется доплата средств из государственного бюджета так, чтобы сроки возврата инвестиций не превышали 15 лет. Таким образом, энергетика, которая ранее была в России одним из основных источников пополнения государственного бюджета, попала в число дотируемых отраслей экономики наряду с образованием, культурой, задачами обороны. Перспективы, которые открывает использование современных систем на базе ВИЭ, позволяют вернуть энергетику России в стан высокорентабельных отраслей народного хозяйства страны.

На современном этапе основной задачей развития энергетики является соблюдение баланса между отрицательным воздействием энергетики на окружающую среду и удовлетворением растущего спроса на энергию. При этом нельзя забывать, что энергетика является ключевым элементом развития как национальной экономики, так и общества в целом. Задача развития энергетики успешно решается в мире с использованием ВИЭ. Однако, существуют и определенные трудности с применением ВИЭ для рентабельного гарантированного энергообеспечения потребителей.

В общем случае ВИЭ можно разделить на две группы:

- первая – базирующаяся на нестационарных источниках энергии – сол-

нечной, ветровой, гидравлической, волновой и т. п., энергопоступление от которых может быть произвольным во времени и, зачастую, непредсказуемым;

- вторая – базирующаяся на непрерывно извлекаемой энергии из таких источников, как геотермальная, петротермальная, приливная, энергия биомассы (включая торф) и ее отходов, осмотическая энергия, энергия разности температур слоев морской (океанской) воды и т. п.

Проектирование энергетических комплексов на базе ВИЭ для определенных территорий должно быть основано на создании оптимальных сочетаний ВИЭ из первой и второй групп, с учетом наличия таких ВИЭ на рассматриваемой территории. При этом создание как региональных, так и общегосударственных энергосистем с возобновляемой энергетикой должно осуществляться под четким государственным контролем по национальным программам размещения и сооружения энергетических объектов на базе ВИЭ и систем их резервирования. Здесь должны быть исключены стихийные сооружения энергетических объектов, предлагаемых отдельными инвесторами, как это имеет место и в России, и в странах ЕС.

Сегодня в ЕС значительное число ВЭС большой мощности было построено без учета излагаемой концепции. Это привело к энергетическому кризису весной 2021 г. из-за шторма, продолжавшегося около двух недель. Недовыработку значительной доли электроэнергии на ВЭС в энергосистемах оказалось нечем компенсировать: другие генерирующие мощности для этой цели не были предусмотрены, поскольку в ЕС вопросы создания крупных систем резер-

**Средние удельные затраты на сооружение электростанций на базе ВИЭ составляют в странах Евросоюза – 1,61–1,9 долл./кВт, в Китае – 1,36–1,37 долл./кВт, в США – 1,83 долл./кВт**



Система накопления электроэнергии

Источник: econet.ru

вирования электроэнергии начали рассматривать только к концу 2020 г. Начались попытки восстановления уже отключенных и законсервированных тепловых электростанций. Это привело к значительному росту цен на природный газ, на уголь. Ряд предприятий были остановлены из-за нехватки электроэнергии.

Аналогичные явления привели к кризисам в энергетике Китая, Индии, Японии, других стран. Тут же активизировались противники ВИЭ, декларирующие на этих примерах необходимость отказа от дальнейшего развития возобновляемой энергетики, делая ставку только на ТЭС на ископаемых топливах. С другой сторо-

ны очевидно, что необходимо наращивать объемы взаимосвязанного использования ВИЭ, чтобы в будущем не пришлось возвращаться к применению резко дорожающего ископаемого топлива.

Здесь важное значение приобретает создание эффективных систем аккумулирования и накопления электроэнергии (СНЭ) большой емкости. Сегодня такие системы активно разрабатываются, но пока остаются дорогими для широкого применения в возобновляемой энергетике. Предложенные СНЭ с применением водорода успешно решают технические вопросы аккумулирования энергии, но по своим финансово-коммерческим показателям требуют доработки. Основными проблемами здесь являются большая стоимость водорода при существующих методах его производства из природного газа методом паровой каталитической конверсии и из угля – методом его гидрогенизации, а также сопутствующее этим методам выделение больших количеств  $CO_2$ , борьба с которым является как раз одной из основных задач использования ВИЭ. Само использование ископаемых углеводородных топлив также противоречит основной концепции четвертого энергоперехода к использованию ВИЭ [1, 2], решениям Парижского соглашения [4], а также

**Особенностью построения систем на базе ВИЭ в России является широкая возможность использования биомассы, главным образом, ее отходов, ресурсы которой в том или ином виде имеются повсеместно**

практическому исчерпанию в недалеком будущем легкодобываемых запасов ископаемых топлив.

Решение рассматриваемых задач может быть выполнено следующими путями.

### Создание эффективных систем аккумулирования и накопления электроэнергии большой емкости

**1) Использование для получения водорода электролиза воды** с применением для электропитания электролизеров более дешевой и продолжающей снижаться в цене электроэнергии от ВИЭ взамен существенно дорожающей электроэнергии от традиционных ТЭС и АЭС, использующих ископаемые виды топлива [10, 11]. Этот способ удобен также при получении водорода высокой чистоты для неэнергетических (технологических) целей – в качестве сырьевого компонента в химической, нефтехимической, пищевой промышленности и др. Существующие также возможности снижения стоимости самих электролизеров к 2030–2035 гг., обеспечивающие уменьшение удельных инвестиций (CAPEX) в сооружение круп-

Электролизер Hydrogenics

Источник: arthurlosfotografie.be



**Применение биомассы в энергетике не нарушает природный экологический баланс, поскольку количество  $CO_2$ , выделяемое при горении, соответствует объемам  $CO_2$ , потребляемым растениями**

ных электролизных установок, позволяя еще более снизить себестоимость электролизного водорода.

Снижение стоимости электролизного водорода можно ожидать и в связи с прогнозируемым значительным ростом объемов его производства к 2030–2035 гг. При сегодняшней стоимости водорода, получаемого с использованием энергии СЭС и ВЭС, –  $C_0 = 2-3$  долл./кг [9, 12], его стоимость  $C_n$  к 2035 г. может быть рассчитана в соответствии с известным законом Хендерсона [13]:

$$C_n = C_0 (V_n/V_0)^{-a}$$

**Сегодня существует серийное оборудование, позволяющее с некоторой доработкой организовать крупномасштабное производство синтез-газа по рассматриваемой схеме с технологией ДТКБ**

где  $V_n$  – расчетный объем производства водорода в 2035 г.,

$V_0$  – объем производства электролизного водорода в 2021 г.,

$a$  – эластичность затрат при производстве водорода.

Согласно утвержденной в 2021 г. Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации [16], можно принять отношение  $V_n/V_0 = 10$ ,  $a = 0,8$ . Поэтому, по формуле Хендерсона находим:

$$C_n = (2...3) \cdot 10^{-0,8} = (2...3) \cdot 0,159 = 0,32...0,48 \text{ долл./кг.}$$

При такой низкой стоимости водорода будет обеспечена высокая рентабельность любых объектов водородной энергетики и технологических применений водорода.

Сегодня самое крупное в мире предприятие по производству водорода методом электролиза воды – Fukushima Hydrogen Energy Research Field – построено в префектуре Фукусима, Японии [13]. Его производительность составляет 900 т/год (1,2 тыс.  $\text{Nm}^3/\text{ч}$ ) водорода. Источником питания электролизеров является солнечная установка мощностью 20 МВт, занимающая площадь 22 га. Мощность электролизеров составляет 10 МВт.

**2) Применение вместо водорода синтез-газа ( $\text{H}_2+\text{CO}$ )**, получаемого по отечественной технологии двухстадийной термической конверсии биомассы (ДТКБ). Технология ДТКБ предложена ОИВТ РАН [10, 11]. Синтез-газ, получаемый по данной технологии, является альтернативой водороду в устройствах СНЭ, используемых для гарантированного энергообеспечения потребителей на базе ВИЭ [10] – без применения ископаемых органического и ядерного топлив. Помимо всех полезных свойств водорода, синтез-газ ( $\text{H}_2+\text{CO}$  с соотношением компонентов 1–2/1) также имеет

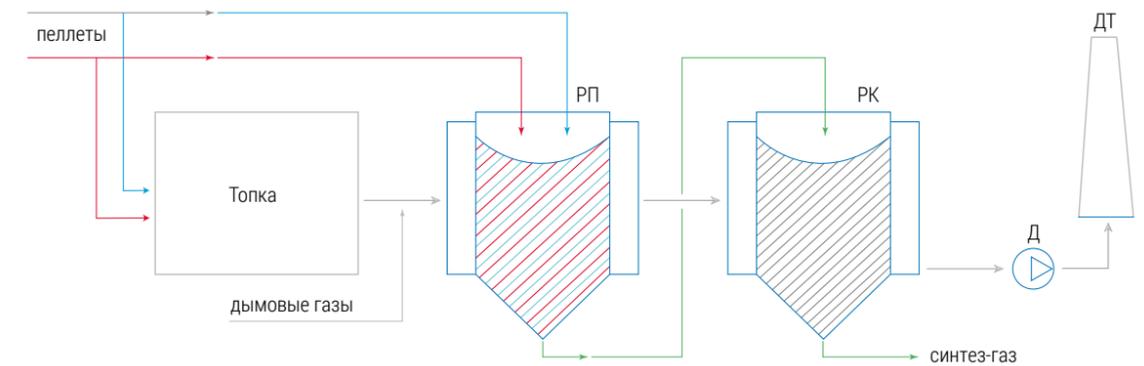


Рис. 2. Структурная схема двухступенчатой конверсии углеродсодержащих пеллет в синтез-газ

РП – реактор пиролиза, РК – реактор крекинга с углеродом, Д – дымосос, ДТ – дымовая труба

следующие существенные преимущества в сравнении с чистым водородом:

- большая удельная теплотворная способность на единицу объема;
- обеспечение более надежной работы и увеличение срока службы газопоршневых установок за счет полного исключения детонационных явлений в газовых двигателях при использовании синтез-газа в качестве топлива вместо чистого водорода;
- значительно более низкая себестоимость получаемого синтез-газа из практически бесплатных отходов биомассы, используемых в качестве исходного сырья;
- отсутствие необходимости использования ископаемого топлива как в наиболее распространенных сегодня технологиях получения водорода из природного газа или угля;
- отсутствие проблем с утилизацией или захоронением больших количеств углекислого газа, появляющихся при использовании современных технологий получения водорода из органических топлив.

Получение синтез-газа в промышленных масштабах по технологии ДТКБ предлагается реализовать с использованием схемы, представленной на рис. 2.

В качестве исходного сырья используются пеллеты из биомассы. Часть пеллет проходит предварительно стадию торрефикации [10]. Торрефикация, за счет придания пеллетам свойств повышенной устойчивости к высокой влажности воздуха, вплоть до прямого воздействия осадков, позволяет надежно обеспечить длительное

складское хранение резерва пеллет без потери их свойств, а также повышает их калорийность и насыпной вес. На схеме (рис. 2) потоки торрефицированных пеллет выделены красным цветом.

Первая ступень конверсии биомассы осуществляется в реакторе пиролиза РП, вторая ступень – в реакторе крекинга РК. В реакторе РК в качестве практически чистого углерода используется древесный уголь, получаемый в реакторе РП. Обогрев реакторов осуществляется дымовыми газами, получаемыми в топке и поступающими в рубашки реакторов РП и РК. С этой целью в топке в качестве топлива используется часть пеллет, поступающих на энергокомплекс. После РК дымовые газы с помощью дымососа Д отправляются в дымовую трубу ДТ.

Отметим, что сегодня существует серийное оборудование, позволяющее, с некоторой доработкой, организовать крупномасштабное производство синтез-газа по рассматриваемой схеме с технологией ДТКБ.

**Сферой применения технологий с комбинированным использованием ВИЭ и синтез-газа, получаемого из биомассы и ее отходов, является их использование предприятиями для собственных нужд**

Мини ТЭЦ на биомассе

Источник: 1-engineer.ru



**3) Использование дешевого попутного водорода**, который может быть получен в больших количествах в процессе производства пиролитического углерода (сокращено «пироуглерода») из отходов биомассы и бросовых попутных нефтяных газов (ПНГ), а также малоценного природного газа низкодебитных газовых месторождений – по технологии ОИВТ РАН [10].

Использование ПНГ позволит получить значительное количество энергии и уменьшить наносимое ими вредное влияние на природное равновесие.

Суть предложенной технологии заключается в совмещении процессов получения из биомассы древесного угля (биоугля) и заполнения его пор углеродом, входящим в состав ПНГ или природного газа низкодебитных газовых месторождений. Эта технология реализуется в одном аппарате. В такой аппарат (реактор) сверху подаются древесные отходы, которые под собственным весом движутся сверху вниз. Природный газ подается снизу-вверх и движется в противотоке с засыпкой из биомассы (древесины). В нижних и средних горизонтах реактора температура достигает 1000 °С. При этой температуре происходит термическое разложение природного газа. Образующийся при этом углерод заполняет поры попадающего в эту зону биоугля, образование которого происходит в верхних горизонтах реактора при взаимодействии высокотемпературных газообразных продуктов реакции с засыпаемой биомассой. Выгрузка готового материала осуществляется в нижней части реактора.

Новая технология позволяет производить из углеводородных газов одновременно с водородом материалы, имеющие высокий спрос на рынке. Стоимость этих материалов окупает все затраты, в том

**Для исключения использования дизельного топлива на ДЭС в России требуется сумма, в 2,6 раза меньшая, чем годовой объем бюджетных дотаций, выделяемых сейчас для обеспечения их работы**



Резервуар для хранения водорода с СЭС и ВЭС  
Источник: malpetr depositphotos.com

числе и стоимость получаемого водорода. Именно этим условиям соответствует рассматриваемая технология получения чистых углеродных материалов и водорода. Даже без учета стоимости водорода сроки окупаемости данной технологии не превышают 3–5 лет.

Наряду с экспериментальными исследованиями методов совместной термической переработки отходов древесины и углеводородов разработана теоретическая модель, которая позволяет описать процесс термической деструкции древесины и многоуровневое заполнение пор древесного угля пироуглеродом, образующимся при термическом разложении метана и других углеводородов в пористой среде [18–20]. Выполненные теоретические и экспериментальные исследования позволили определить и смоделировать основные стадии процесса получения чистых углеродных материалов при термическом разложении углеводородов в среде продуктов термической деструкции отходов растительного происхождения.

Попутный нефтяной газ – это природный углеводородный газ, или находящийся в «шапках» нефтяных и газоконденсатных месторождений или растворенный в нефти. Количество ПНГ в одной тонне нефти – от одного-двух до нескольких тысяч кубометров. В отличие от природного газа ПНГ содержит в своем составе кроме метана большую долю пропанов, бутанов и паров

более тяжелых углеводородов. По данным Министерства природных ресурсов и экологии РФ лишь 26 % ПНГ направляется на переработку. Остальное идет на нужды промыслов или списывается на технологические потери, а также сжигается в факелах.

В России по разным оценкам в факелах сжигается ежегодно от 14 до 38 млрд м<sup>3</sup> ПНГ. Для ориентировочных расчетов будем считать, что в нашей стране сжигается в среднем порядка 20 млрд м<sup>3</sup> ПНГ в год. По расчетам Минприроды, из-за сжигания ПНГ Россия ежегодно теряет около 140 млрд руб. Кроме того, при технологических потерях и сжигании в факелах в атмосферу выбрасывается диоксид углерода и активная сажа. Газ в факелах сгорает не полностью, поэтому в атмосферу выделяется метан, являющийся гораздо более активным парниковым газом, чем СО<sub>2</sub>. Экономические и экологические аспекты делают рациональное использование ПНГ важной народно-хозяйственной задачей.

Для ориентировочной оценки примем, что ПНГ состоит, в основном из метана СН<sub>4</sub>, который в процессе пиролиза при высокотемпературной термической деструкции разлагается на две составляющие – углерод и водород:



ВЭС в Новиково  
Источник: rushydro.ru



**Проектирование и строительство электростанций на ВИЭ имеют значительно более короткие циклы, чем в традиционной энергетике, затраты на их строительство будут быстро окупаться**

В соответствии с результатами теоретических и экспериментальных исследований [17–19] установлено, что удельный расход ПНГ для получения одной тонны пироуглерода –  $m_{\text{пнг}} = 950$  кг/т. Поэтому количество пироуглерода, которое может быть получено из ПНГ, сжигаемого сегодня в факелах в объемах  $V_{\text{пнг}} = 20 \cdot 10^9$  Нм<sup>3</sup>, составит:

$$M_{\text{пу}} = \gamma_{\text{пнг}} \cdot V_{\text{пнг}} / m_{\text{пнг}} \quad (2)$$

где  $\gamma_{\text{пнг}}$  – плотность ПНГ при нормальных условиях ( $t = 273\text{K} = 0$  °С,  $P_{\text{изб}} = 0$  МПа).

Полагая, что ПНГ, как метан, имеет  $\gamma_{\text{пнг}} = 0,714$  кг/Нм<sup>3</sup>, в соответствии с выражением (2), находим:

$$M_{\text{пу}} = 0,714 \cdot 20 \cdot 10^9 / 950 = 15,0 \cdot 10^6 = 15 \text{ млн т/год.}$$

Поэтому использование ПНГ позволяет, согласно известным величинам потребностей [17–19], покрыть и все внутренние нужды в пироуглероде, и все экспортные потребности для стран ЕС. На перспективу остаются еще возможности использования низкодебитных газовых месторождений, имеющихся в России в избытке.

Количество водорода, которое можно получить попутно при производстве пироуглерода на базе ПНГ, может быть рассчитано в соответствии с выражением (1):

$$M_{\text{H}_2} = M_{\text{пнг}} \cdot (4m_{\text{H}} / (4m_{\text{H}} + m_{\text{C}})), \quad (3)$$

где  $M_{\text{H}_2}$  – масса получаемого водорода;  
 $M_{\text{пнг}}$  – масса используемого попутного нефтяного газа;

$m_{\text{H}}$  – относительная атомная масса водорода;

$m_{\text{C}}$  – относительная атомная масса углерода.

**Если использовать бюджетные инвестиции в 50–60 млрд руб. в год, то полная замена ДЭС в РФ займет 3–4 года. При этом на 1 инвестируемый рубль будет получен двукратный бюджетный доход**

В свою очередь:

$$M_{\text{ПНГ}} = \gamma_{\text{ПНГ}} \cdot V_{\text{ПНГ}} = 0,714 \cdot 20 \cdot 10^9 = 14,28 \cdot 10^9 \text{ кг} = 14,28 \text{ млн т/год} \quad (4)$$

Из выражения (3), с учетом равенства (4) и общеизвестных значений  $m_{\text{O}}^{\text{H}} = 1$  и  $m_{\text{O}}^{\text{C}} = 12$ , находим:

$$M_{\text{H}_2} = 14,28 \cdot (4 / (4 + 12)) = 3,57 \text{ млн т/год.}$$

Поскольку плотность водорода для нормальных условий  $\gamma_{\text{H}_2} = 0,089 \text{ кг/Нм}^3$ , то количество получаемого водорода в объемном исчислении составит:

$$V_{\text{H}_2} = M_{\text{H}_2} / \gamma_{\text{H}_2} = 3,57 \cdot 10^6 / 0,089 = 40 \cdot 10^6 = 40 \text{ млн Нм}^3/\text{год.}$$

Отметим, что в 2020 г. в мире было произведено 75 млн т или 840 млн м<sup>3</sup> водорода, который использовался, в основном, в нефтепереработке и при производстве аммиака. Таким образом, только путем утилизации сжигаемого в РФ в факелах ПНГ можно закрыть порядка 5 % мировой потребности в водороде.

Количество электроэнергии, которое можно получить из рассчитанной массы водорода:

$$W_{\text{эл}} = M_{\text{H}_2} \cdot q \cdot \eta_{\text{эл}} \cdot k, \quad (5)$$

где  $q$  – удельная теплота сгорания (теплотворная способность) водорода;

$\eta_{\text{эл}}$  – коэффициент полезного действия электрогенерирующего устройства;

$k$  – коэффициент приведения единиц измерения энергии.

При  $q = 120,7 \text{ ГДж/т}$ ,  $\eta_{\text{эл}} = 0,6$  (60 % – среднее значение для электрохимических генераторов прямого преобразования на топливных элементах, принимаемых для использования на перспективу) и  $k = 277,78 \text{ кВт} \cdot \text{ч/ГДж}$ , согласно выражению (5) находим:

Верхне-Мутновская геотермальная электростанция

Источник: «Русгидро»



Анадырская ветряная электростанция 2 МВт

Источник: projects.fedpress.ru

$$W_{\text{эл}} = 3,57 \cdot 10^6 \cdot 120,7 \cdot 0,6 \cdot 277,78 = 71817 \text{ млн кВт} \cdot \text{ч/год} = 71,8 \text{ млн МВт} \cdot \text{ч/год.}$$

Суммарная годовая выработка электроэнергии всеми электростанциями РФ (мощностью более 5 кВт) в 2021 г. составила –  $\Sigma W = 1\,114,55 \text{ млрд кВт} \cdot \text{ч}$ , а установленная мощность всех электростанций ЕЭС –  $\Sigma N_{\text{уст}} = 246\,590,5 \text{ МВт} = 246,59 \text{ ГВт}$  [21]. Среднее время использования установленной мощности электростанций в ЕЭС:

$$T_{\text{иум}} = \Sigma W / \Sigma N_{\text{уст}} = 1\,114\,550 \text{ ГВтч} / 246,59 \text{ ГВт} = 4519,8 \text{ ч/год.}$$

При таком значении  $T_{\text{иум}}$  общая мощность всех энергетических кластеров, вырабатывающих электроэнергию за счет попутного водорода при получении пироуглерода из ПНГ, может составить:

$$N_{\text{эл}} = W_{\text{эл}} / T_{\text{иум}} = 71,8 \cdot 10^6 / 4519,8 = 15,9 \cdot 10^3 \text{ МВт} = 15,9 \text{ ГВт.} \quad (6)$$

Такая мощность водородных электростанций составит долю  $\beta = 15,9 / 246,6 = 0,064 \approx 6,4 \%$  общей мощности всех электростанций ЕС. С учетом дополнительного использования малодобитных источников природного газа мощность электростанций на попутном водороде может составить  $\beta$

= 10...12 %. А такая доля мощности позволяет уже, как показано в работах [9, 10, 14], обеспечить надежное резервирование вырабатываемой электроэнергии даже в случае полной замены на ВИЭ всех ТЭС и АЭС, работающих на ископаемом топливе.

Согласно утвержденной в 2021 г. Концепции развития водородной энергетики в Российской Федерации [15, 16], планируется создание в РФ водородных кластеров для экспорта водорода на первом этапе (к 2024 г.) – в объеме 0,2 млн т/год, на втором этапе (к 2035 г.) – порядка 2 млн т/год. Эти задачи вполне могут быть решены при создании производства пироуглерода с использованием ПНГ,

**Экономически эффективной областью применения энергосистем с ВИЭ и ТЭС на биомассе (БиоТЭС) является замещение дизельных электростанций в удаленных изолированных районах России**

Выработка электроэнергии, МВт·ч

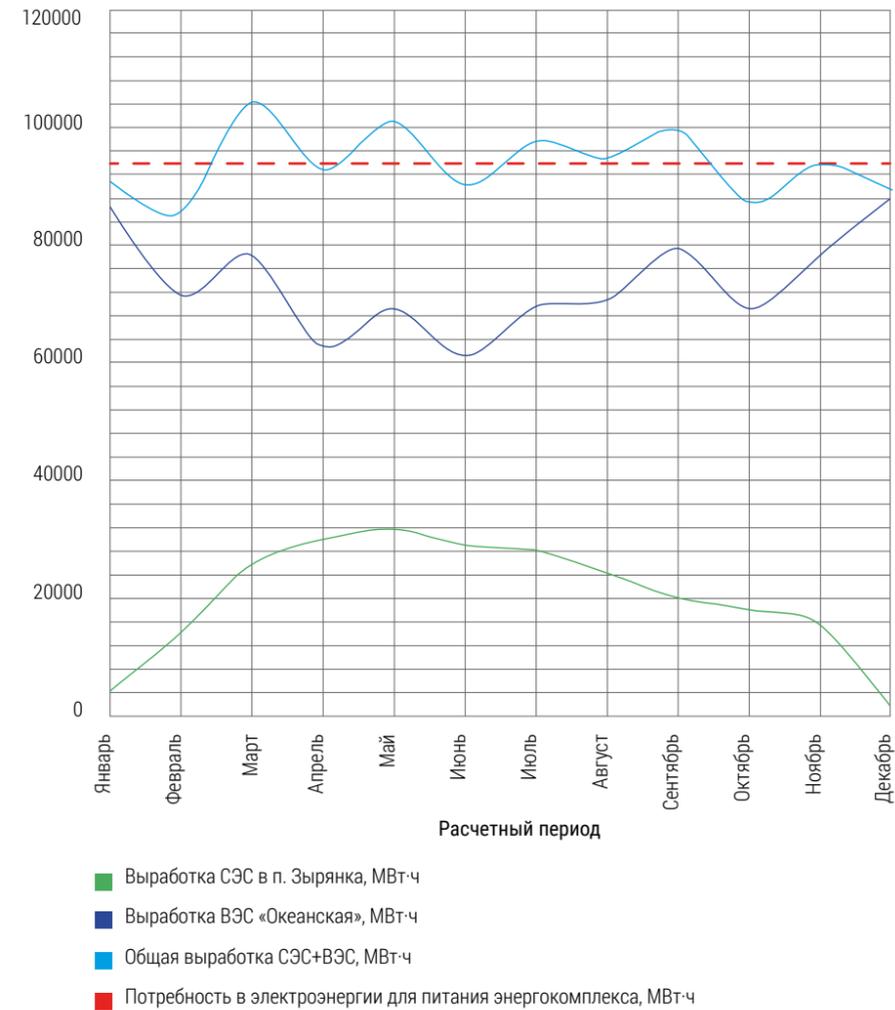


Рис. 3. Расчетная выработка электроэнергии солнечной электростанцией мощностью 150 МВт, ветряной электростанцией мощностью 170 МВт и суммарная их выработка в течение года в Республике Саха (Якутия)

обеспечивающим получение попутного дешевого водорода в объеме до 3,57 млн т/год (см. выше). При этом себестоимость водорода, получаемого в этих технологических процессах, составляет не более 0,1 долл./кг. [9].

Важно также отметить, что при получении пироуглерода и водорода по предлагаемой технологии полностью исключены какие-либо вредные выбросы в атмосферу. Это следует из основной реакции высокотемпературной деструкции ПНГ – (1).

Использование синтез-газа в СНЭ взамен водорода, в сочетании с оптимизированным соотношением различных видов ВИЭ в качестве основного энергогенери-

рующего комплекса позволяет, во многих случаях, многократно снизить саму потребность в аккумулировании электроэнергии в автономных системах за счет взаимного дополнения одних ВИЭ другими [9, 10].

### Технико-коммерческое предложение по созданию солнечно-ветряной электростанции в Якутии

В качестве примера рассмотрим разработанное в ОИВТ РАН технико-коммерческое предложение по созданию солнечно-ветряной электростанции в Ре-

спублике Саха (Якутия) для бесперебойного энергообеспечения промышленного энергокомплекса в пос. Зырянка Верхнеколымского улуса республики [21].

Для размещения СЭС используется свободная площадка вблизи пос. Зырянка, имеющая достаточно высокий потенциал солнечной энергии. Другой возобновляемый источник энергии – ветер имеет высокий энергетический потенциал на побережье Северного Ледовитого океана. Ближайшая к пос. Зырянка площадка для ВЭС определена в районе мыса Крестовский в Восточно-Сибирском море. Эта площадка, названная «Океанская», характеризуется скоростями ветра, позволяющими эффективно использовать ветроэнергетические установки.

В соответствии с результатами проведенных исследований по оптимизации соотношения солнечной и ветровой составляющих в рассматриваемой солнечно-ветряной электростанции принята установленная мощность СЭС –  $N_{\text{СЭС}} = 150$  МВт, а установленная мощность ВЭС –  $N_{\text{ВЭС}} = 170$  МВт. Общая установленная мощность Зырянского энергоузла составляет 320 МВт. Наглядное представление о суммарной выработке и балансе электроэнергии Зырянской солнечно-ветряной электро-

Посёлок Зырянка, Якутия

Источник: [hunhuz71.livejournal.com](http://hunhuz71.livejournal.com)



## Энергоустановки на биомассе, ее конверсии в энергию с помощью технологии ДТКБ, обеспечивают из всех электростанций на ВИЭ самые высокие показатели финансово-коммерческой эффективности

станции дают графические зависимости, приведенные на рис. 3.

Как видно из рис. 3, общая годовая выработка электроэнергии перекрывает годовую потребность. Но в отдельные моменты времени будет иметь место недовыработка энергии, максимальное значение которой составляет менее 9%. Эта недовыработка легко покрывается генерирующим устройством на водороде или на синтез-газе [9, 10], запасаемых в моменты избыточной суммарной мощности СЭС+ВЭС. При этом количество аккумулированной энергии не будет превышать 10% от энергопотребления объекта. Это и позволяет много-

**Ближайшая к пос. Зырянка площадка для ВЭС определена в Восточно-Сибирском море. Она характеризуется скоростями ветра, позволяющими эффективно использовать ветроэнергетические установки**

кратно снизить саму потребность в аккумуляции электроэнергии в сравнении с использованием в качестве источника энергии только солнечной или только ветряной электростанции.

СЭС и ВЭС взаимно дополняют друг друга: в летнее время основную часть выработки электроэнергии обеспечивает СЭС, в осенне-зимний период – ВЭС. При этом при расчетах энергии ВЭС учитывается, что мощность и выработка ветроэлектрических агрегатов зависят в кубе от изменений скорости ветра. Поэтому, даже небольшие изменения скорости ветра – всего на  $\pm 20\text{--}30\%$  приводят к росту или падению мощности ВЭС в 1,7–2,2 раза, как это имеет место в рассматриваемом случае.

Используемые в данном рассмотрении подходы имеют общий характер и могут применяться в различных системах энергоснабжения с использованием таких ВИЭ, как солнечная энергия, энергия ветра, гидроэнергия малых рек и океанских течений и волн, энергия биомассы, энергия приливов-отливов и т. п. Это дает возможность создания высокоэффективных автономных систем энергоснабжения в изолированных районах при использовании не только рассмотренной комбинации ВИЭ – СЭС+ВЭС, но и других комбинированных систем: СЭС+ГЭС, ВЭС+ГЭС, СЭС+ПЭС (приливная электростанция), СЭС+ВЭС+ГЭС и т. п. Но в любом случае для обеспечения недостающей в определенные моменты времени энергии от ВИЭ оказывается целесообразным использование синтеза-газа, получаемого по технологии ДТКБ из отходов биомассы.

Результаты проведенных экономических исследований [9, 10] свидетельствуют о том, что энергетические установки на биомассе, ее конверсии в энергию с помощью

технологии ДТКБ, обеспечивают из всех известных на сегодняшний день ВИЭ самые высокие значения критериев финансово-коммерческой эффективности: чистого дохода за период эксплуатации –  $NV$ , чистой приведенной стоимости –  $NPV$ , внутренней нормы рентабельности –  $IRR$ , индекса доходности –  $PI$  и т. п., а также самые малые значения срока окупаемости –  $PP$  и дисконтированного срока возврата инвестиций –  $PBP$ .

Высокоэффективной сферой применения рассматриваемых технологий с комбинированным использованием ВИЭ и синтез-газа, получаемого из биомассы и ее отходов по технологии ДТКБ, является их использование различными предприятиями и организациями для обеспечения собственного энергопотребления. Получаемые преимущества определяются себестоимостью электроэнергии от собственных энергоустановок – не более 2–2,5 руб./кВт·ч, используемой взамен энергии из сети по цене 5–10 руб./кВт·ч (в одностороннем исчислении). При этом срок возврата инвестиций в создание собственных энергоустановок и электростанций не превышает 4–8 лет [24].

Другой экономически эффективной областью применения рассматриваемых систем с ВИЭ и ТЭС на биомассе (БиоТЭС) является замещение дизельных электростанций (ДЭС) в удаленных изолированных

Адыгейская ВЭС

Источник: «Новавинд»



Системы управления накоплением энергии

Источник: newstrail.com

районах, не обеспеченных централизованным энергоснабжением. Такие районы с населением более 20 млн человек составляют до 60–70 % территории Российской Федерации [22]. Это Восточная Сибирь, Приморье, многие северные территории, горные районы Алтая, Дагестана, северокавказских республик, удаленные территории в центре европейской части России и др. Себестоимость электроэнергии в этих районах, в связи с дорогостоящим дизельным топливом и большими логистическими затратами на его доставку, составляет 40–100 руб./кВт·ч, а в отдельных местностях доходит до 140 руб./кВт·ч [25]. Здесь использование энергоисточников на ВИЭ и местных топливно-энергетических ресурсах является наиболее выгодным.

По данным статотчетности СО ЕЭС [20], на конец 2021 г., как уже было отмечено выше, общая установленная мощность всех электростанций России составляла  $\Sigma N_{уст} = 246\,590,5$  МВт = 246,59 ГВт, а суммарная годовая выработка электроэнергии –  $\Sigma W = 1114,55$  млрд кВт·ч. При этом мощность и годовая выработка электроэнергии автономными энергоузелами на базе ДЭС на удаленных территориях оценивается в размере 0,7 % от приведенных общих значений для РФ, т. е. суммарные установленная мощность и выработка электроэнергии

всех автономных ДЭС могут быть приняты равными:

$$\Sigma N_{дэс} = 0,7\% \cdot \Sigma N_{уст} = 0,7\% \cdot 246\,590,5 \text{ МВт} = 1726,1 \text{ МВт}, \quad (7)$$

$$\Sigma W_{дэс} = 0,7\% \cdot \Sigma W = 0,7\% \cdot 1114,55 \text{ млрд кВт·ч} = 7,8 \text{ млрд кВт·ч}. \quad (8)$$

Поскольку продажа электроэнергии населению и предприятиям должна производиться по неким усредненным для Российской Федерации тарифам ( $T_{эл}$ ), то все превышения этого тарифа, соответствующие себестоимости электроэнергии, получаемой на ДЭС, дотируются из бюджетов всех рангов – государственного, террито-

**Количество ПНГ в 1 тонне нефти – от одного-двух до нескольких тысяч м<sup>3</sup>. В отличие от природного газа, ПНГ содержит, кроме метана, большую долю пропана, бутана и паров тяжелых углеводородов**

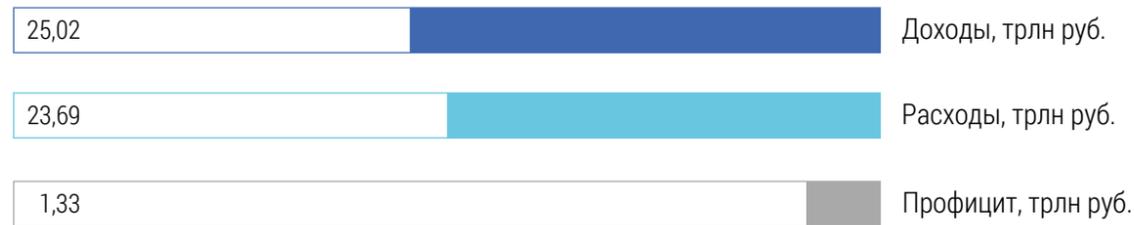


Рис. 4. Плановая структура федерального бюджета РФ на 2022 г.

риального и местного – в определенных договорных долях.

Общая сумма дотаций для ДЭС из бюджетов всех рангов может быть рассчитана по формуле:

$$D = \sum W_{\text{дэс}} (C_{\text{дэс}} - T_{\text{эл}}), \quad (9)$$

где  $C_{\text{дэс}}$  – себестоимость производства электроэнергии на ДЭС, руб./кВт·ч;

$T_{\text{эл}}$  – установленный тариф на электроэнергию по действующей сетке в этих районах, руб./кВт·ч.

Принимая средневзвешенное для изолированных ДЭС значение себестоимости электроэнергии  $C_{\text{дэс}} = (C_{\text{мин}} + C_{\text{мах}}) / 2 = (40 + 100) / 2 = 70$  руб./кВт·ч и типовое для этих районов значение тарифа на электроэнергию по состоянию на 01.07.2022 г. –  $T_{\text{эл}} = 5,92$  руб./кВт·ч, в соответствии с выражением (9), находим:

$$D = 7,8 \cdot 10^9 \cdot (70 - 5,92) \approx 500 \cdot 10^9 \text{ руб./год} \\ \approx 500 \text{ млрд руб./год.} \quad (10)$$

Таким образом, бюджетные расходы на дотации для ДЭС могут составлять 0,5 трлн руб. ежегодно, что сопоставимо

**Новые технологии позволяют производить из углеводородных газов водород и другие материалы с высоким спросом на рынке. Их стоимость окупает все затраты, в том числе на производство водорода**

с объемом профицита государственного бюджета Российской Федерации, запланированного на 2022 г. [23] (см. рис. 4).

Полученное значение бюджетных дотаций не является строго определенным, т. к. многие объекты автономной энергетики не учитываются в статистической отчетности РФ. Поэтому при различных исходных данных, получаемых косвенными методами, расчетный размер бюджетных дотаций определяется с большим разбросом – в диапазоне от 0,5 до 3 трлн руб./год [9, 24]. Здесь мы приняли во внимание минимальную оценку дотаций.

Решением проблемы исключения бюджетных дотаций является замена ДЭС на системы с использованием ВИЭ, в том числе отходов биомассы. Себестоимость получаемой электроэнергии на генерирующих объектах с ВИЭ в настоящее время в 2–4 раза ниже тарифов в территориальных энергосистемах [24]. Поэтому использование ВИЭ позволит не только исключить бюджетные дотации, но даже обеспечит возможность пополнять бюджеты всех уровней.

Удельные расходы на сооружение основных объектов возобновляемой энергетики в настоящее время в РФ не превышают  $k_{\text{уд}} = 110$  млн руб./МВт. Поэтому суммарные инвестиции в замену всех действующих ДЭС в России составят:

$$K = k_{\text{уд}} \cdot \sum N_{\text{дэс}} = 110 \text{ млн руб./МВт} \cdot 1726,1 \\ \text{МВт} = 189\,871 \text{ млн руб.} \approx 190 \text{ млрд руб.}$$

Таким образом, для исключения использования дизельного топлива на ДЭС в Российской Федерации требуется сумма, в 2,6 раза меньшая, чем годовой объем бюджетных дотаций, выделяемых в настоящее время для обеспечения их функционирования. Необходимая для этих целей сумма инвестиций может быть значитель-

но уменьшена, если вместо замены ДЭС производить их соответствующую доработку на месте размещения для использования газового топлива вместо дизельного. Это касается ДЭС, имеющих невысокую степень износа. Для таких ДЭС достаточно только выполнить недорогие операции по доработке (расточке) их клапанов.

Поскольку проектирование и строительство электростанций на ВИЭ и, в том числе, на биомассе имеют значительно более короткие циклы, чем в традиционной энергетике, соответствующие затраты будут весьма быстро окупаться и вскоре обернутся значительными прибылями. Если использовать годовые объемы инвестиций из бюджетов по 50–60 млрд руб., то период полной замены ДЭС в РФ составит 3–4 года. При этом на один инвестируемый рубль будет получен более чем двукратный бюджетный доход.

В настоящее время ВИЭ и БиоТЭС обеспечивают наивысшую рентабельность инвестиций. На сегодняшний день в мире вклад ВИЭ составляет уже 26 % общего производства электроэнергии [26]. Это обеспечивает достижение «сетового паритета» – полноценной экономической конкуренции возобновляемой энергетики с традиционной.

**Создание региональных и общегосударственных энергосистем с возобновляемой энергетикой должно осуществляться под четким государственным контролем по национальным программам размещения**

### Заключение и выводы

Для ускорения темпов роста систем с использованием ВИЭ в России нужна четкая Государственная научно-техническая программа (ГНТП) с определением мест размещения и очередности внедрения ВИЭ на территориях РФ, сроков исполнения и источников финансирования. Такая программа должна быть увязана с общими планами развития экономики и энергетики на всех территориях РФ и возможностями отрасли энергомашиностроения по осво-

Система накопления энергии Tesla

Источник: energycentral.com



## На современном этапе основной задачей развития энергетики является соблюдение баланса между отрицательным воздействием на окружающую среду и удовлетворением растущего спроса на энергию

ению новых видов продукции для развития ВИЭ. В документе также должны быть определены и утверждены планы по замене экспортруемых сейчас первичных энергоносителей – ископаемых углеводородов (уголь, нефть, газ) на более квалифицированную и более прибыльную энергетическую продукцию на основе разрабатываемых передовых национальных проектов. И энергетика в целом должна стать в Российской Федерации одним из основных источников пополнения государственного бюджета.

В соответствии с изложенным можно сделать следующие основные выводы.

1. В Российской Федерации имеются возможности к середине XXI столетия успешно реализовать четвертый

энергопереход к преимущественному использованию ВИЭ с учетом основных концепций, предложенных в настоящей работе.

2. В качестве основного энергоносителя в системах накопления электроэнергии использовать водород, получаемый за счет ВИЭ, ПНГ и природного газа низкодебитных газовых месторождений, а также синтез-газ, производимый из отходов биомассы по технологии двухступенчатой термической конверсии.
3. На первой стадии внедрения ВИЭ обеспечить создание энергогенерирующих мощностей для обеспечения собственных нужд предприятий, а также для замены действующих дизельных электростанций в территориально удаленных районах, не имеющих централизованного энергоснабжения.
4. Подготовить и утвердить Государственную научно-техническую программу проведения четвертого энергоперехода в Российской Федерации.

*Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (госзадание № 075-01129-23-00).*



Мутновская геотермальная станция

Источник: «Русгидро»

## Использованные источники

1. Vaclav Smil. *Energy Transitions: History, Requirements, Prospects* (Santa Barbara, Calif.: Praeger, 2010), vii. For alternative definitions, see Benjamin K. Sovacool, "How Long Will It Take? Conceptualizing the Temporal Dynamics of Energy Transitions" // *Energy Research & Social Science*, vol. 13, 2016. P. 202–203.
2. Smil Vaclav. *Energy and Civilization: a History* // MIT Press, 2018.
3. *International Energy Outlook – IEO 2021* // *Clean Energy Investing: Global Comparison of Investment Returns*. – 2021, March.
4. Парижское соглашение [Электронный ресурс] // Режим доступа: [https://unfccc.int/files/meetings/paris\\_nov\\_2015/application/pdf/paris\\_agreement\\_russian\\_.pdf](https://unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_russian_.pdf)
5. Раменский А. Ю., Григорьев С. А. Технологии топливных элементов: вопросы технического регулирования // *ISJAE*. 2016. № 19–20. С. 207–208.
6. Производственно-инжиниринговый комплекс ENCE GmbH, Швейцария. 2022. – URL: [https://ence.ch/es/equipment\\_for\\_power\\_industries/large\\_stations\\_-more\\_1\\_mw](https://ence.ch/es/equipment_for_power_industries/large_stations_-more_1_mw)
7. Топливные элементы – вполне реальная альтернатива существующим ТЭС. – URL: [Portal-energo.ru/articles/details/id/802](http://Portal-energo.ru/articles/details/id/802). 07.07.2014.
8. *Мировая энергетика – 2050 (Белая книга)* / Под ред. В. В. Бушуева и В. А. Каламанова. – М.: Издательский дом «Энергия», 2011. – 360 с. УДК 621.311.1.
9. Зайченко В. М. и др. Развитие водородной энергетики в России. – М.: Издательский дом «Недра». 2021. – 71 с. ISBN 978-5-8365-0513-4.
10. Зайченко В. М., Чернявский А. А. Создание систем гарантированного энергообеспечения с использованием комбинированных источников энергии // *Энергетическая политика*. № 10(152), 2020. С. 96–103.
11. Зайченко В. М., Чернявский А. А. Сопоставление экономических показателей объектов традиционной и возобновляемой энергетики // *Сборник статей по материалам международной научно-практической конференции «Экологическая, промышленная и энергетическая безопасность – 2018»* (24–27 сентября 2018 г.) / Под ред. Л. И. Лукиной, Н. А. Бежина, Н. В. Ляминой. – Севастополь: Севастопольский ГУ. 2018. С. 425–428.
12. Уголь грядущих веков: когда водород заменит ископаемые энергоносители. *Энергия и элементы питания*. – URL: [https://hard.com.ru/company/toshibarus/blog/Toshiba\\_ru\\_20.12.2020](https://hard.com.ru/company/toshibarus/blog/Toshiba_ru_20.12.2020).
13. Синяк Ю. В., Петров В. Ю. Прогнозные оценки стоимости водорода в условиях его централизованного производства // *Проблемы прогнозирования. Отрасли и межотраслевые комплексы*. № 1, 2007. С. 35–47.
14. Зайченко В. М., Чернявский А. А. Автономные системы. – М.: Издательский дом «Недра». 2015. – 285 с. ISBN 978-5-8365-0458-8.
15. Концепция развития водородной энергетики в Российской Федерации // *Постановление Правительства РФ от 05.08.2021 № 2162-р*.
16. Россия станет безоговорочным лидером водородной энергетики (прогнозный анализ). 2021. – URL: [www.babushkinas.dzen.ru](http://www.babushkinas.dzen.ru)
17. Директор Л. Б., Майков И. Л., Зайченко В. М., Кудрявцев М. А., Сокол Г. Ф., Шехтер Ю. В. Моделирование процессов термического разложения природного газа. *Препринт № 2–452*. Москва. 2001. – 60 с.
18. Director L. B., Maikov I. L., Zaichenko V. M. A Theoretical Study of Heterogeneous Methane Reaction Processes // *Proceedings of the Twelfth International Heat Transfer Conference, Grenoble, France, 2002*. pp. 929–934.
19. Popov R. G., Shpilrain E. E., Zaichenko V. M. Natural gas pyrolysis in regenerative gas heater, Part II.) 335–339. *Natural gas pyrolysis «in the free volume» of regenerative gas heater*, Int. J. Hydrogen Energy 24 (1999).
20. Отчет о функционировании ЕЭС России в 2021 году. – М.: АО «СО ЕЭС», 2021. – URL: [www.so-ups.ru](http://www.so-ups.ru)
21. Зайченко В. М., Крылова А. Ю., Чернявский А. А. Модернизация системы энергоснабжения Республики Саха (Якутия) // *Материалы VI Международной конференции «Арктика 2021»*. С. 2.
22. Фортон В. Е., Попель О. С. *Энергетика в современном мире*. – Долгопрудный: Издательский дом «Интеллект», 2011. – 168 с.
23. Романов С. В., Багдасарян Т. В. Бюджет для граждан (к Федеральному закону о федеральном бюджете на 2022 год и плановый период 2023 и 2024 годов). – М.: Министерство финансов РФ. 2021. – 84 с.
24. Зайченко В. М., Чернявский А. А., Шевченко А. Л. Возможности биоэнергетического перехода в России // *Энергетическая политика*. № 11(165), 2021. С. 16–29.
25. Региональная экономика и управление: электронный научный журнал. ISSN 1999–2645. № 4 (68). Номер статьи: 6820. Дата публикации: 06.12.2021. Режим доступа: <https://eee-region.ru/article/6820>.

# Прогнозирование как фактор надежности энергосистемы

## Forecast as a factor of reliability of the power system

Анна ДОГУАБ  
Обозреватель журнала  
«Энергетическая политика»  
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Anna DOGUAB  
Columnist of «Energy Policy»  
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Красноярская ГЭС

Источник: vasilygureev / depositphotos.com



Аннотация. Статья посвящена необходимости создания системы анализа и прогнозирования спроса и производства в энергетической сфере на примере Восточной Сибири. Приводятся примеры негативного влияния практики завышения потребностей региона на безопасность работы энергосистемы. Особое внимание уделено майнингу как источнику непрогнозируемого роста спроса на электроэнергию. Отмечена необходимость работы с регионами в части формирования оценок реального спроса на электроэнергию.

*Ключевые слова:* Иркутская область, энергетическая система, система прогнозирования, спрос на электроэнергию, строительство генерации.

Abstract. The article is devoted to the need to create a system of analysis and forecasting of demand and production in the energy sector on the example of Eastern Siberia. Examples of the negative impact of the practice of overestimating the needs of the region on the safety of the power system are given. Particular attention is paid to mining as a source of unpredictable growth in demand for electricity. The need to work with the regions in terms of forming estimates of the real demand for electricity was noted.

*Keywords:* Irkutsk region, energy system, forecasting system, demand for electric energy, generation construction.



### Российские майнинг-фермы потребляют от 2 до 2,5 ГВт электроэнергии в год. При этом 90% майнинга в России уже имеет промышленный характер

На фоне сложной геополитической ситуации и переориентации российских экспортных потоков в восточном направлении, социально-экономическое развитие Сибирского федерального округа и связанное с ним развитие энергетического сектора начинает приобретать национальное, стратегическое значение.

По данным НП «Системный оператор ЕЭС», энергопотребление Сибири в 2022 г. выросло на 3,4 % и составило 224,7 млрд кВт·ч. При этом только в Иркутской области в феврале этого года был побит исторический максимум энергопотребления, составивший 9111 кВт·ч. По оценке экспертов, темпы роста спроса на электроэнергию в Сибири будут только увеличиваться.

«Спрос на электроэнергию в Сибири растет. Например, Иркутская область заняла второе место в стране по приросту электропотребления, и это произошло не только за счет майнинга. В 2021 г. был запущен в строй Тайшетский алюминиевый завод. В 2022 г. было введено в строй Ковыктинское газовое месторождение, а значит растет производительность «Силы Сибири», идет развитие «Восточного полигона», все активнее развиваются железные дороги, тот же БАМ, который начинается в Тайшете. Новые производства будут создаваться в Енисейской Сибири. Будет идти развитие алюминиевого производства на Богучанском и Тайшетском алюминиевых заводах, Федерального химического центра в Усолье-Сибирском, туризма на Байкале», – отметил руководитель энергетического бизнеса «En+» Михаил Хардинов.

Сейчас энергетическая система Сибири работает достаточно стабильно, однако в будущем существует риск появления энергодефицита, если не будут приняты меры по строительству новых объектов генерации и энергосетей. Решение этого вопроса упирается в другую серьезную проблему – формирование объективных, реальных оценок и прогнозов спроса на электроэнергию со стороны самого разного уровня потребителей, начиная от крупных промышленных предприятий, заканчивая жилищно-коммунальным сектором и майнерами.

## Прогнозы в первом приближении

По оценке вице-премьера РФ Александра Новака, Сибири к 2028 г. понадобится не менее 700 МВт новых электроэнергетических мощностей, помимо станции для Бодайбинского энергоузла на 550 МВт. «Мы видим, что к 2028 г. еще потребуется не менее 700 МВт мощностей, а с учетом потенциальных заявок на электроотопление, возможно, что эта цифра вырастет до 900, до 1000 МВт», – сообщил он в докладе Президенту РФ Владимиру Путину.

В недавно утвержденной схеме и программе развития электроэнергетических систем до 2028 г. были определены регионы с прогнозируемым дефицитом мощности в юго-восточной части энергосистемы Сибири: это Иркутско-Черемховский и Тулуно-Зиминский районы Иркутской области, Западный, Юго-Восточный и Читинский районы Забайкальского края, а также южная часть Бурятии. Для решения проблемы в подготовившем документ Системном операторе видят наиболее целесообразным строительство новой генерации: не менее 460 МВт в южной части Забайкалья и не менее 230 МВт – в южной части Бурятии. На соответствующие объемы строительства, как сообщалось, могут быть объявлены конкурсы.

По словам А. Новака, дополнительные мощности в объеме 298 МВт потребуются, в частности Улан-Удэ, так как город нуждается в создании современной системы теплоснабжения. Для этого рассматриваются два варианта – либо просто котельная, либо комбинированный блок.

Цифра в 700 МВт не включает проект строительства электростанции для Бодайбинского энергоузла на 550 МВт, по которому уже принято отдельное решение правительства.

**Завышенные показатели могут обернуться строительством избыточных мощностей, неэффективностью инвестиций и отвлечением финансовых, технологических и кадровых ресурсов от энергодефицитных регионов**



Байкало-Амурская железная дорога  
Источник: «РЖД»

## Проблемное завышение

Несмотря на заявленные проекты, добиться от региональных властей и местных потребителей точных прогнозов по необходимому объему производства энергии крайне сложно. Это объясняется отсутствием комплексных данных о реализации новых промышленных объектов, изменением сроков ввода производственных мощностей на фоне достаточно тяжелой экономической ситуации, желанием местных властей получить гарантированные объемы производства электроэнергии без четкого понимания реальных потребностей населения, а также работой нелегализованных майнинговых ферм, которая приводит к росту «серого», не учитываемого и непрогнозируемого спроса.

«Например, уже сейчас в Иркутской области, Бурятии и Забайкальском крае есть дополнительная потребность в 690 МВт электроэнергии, которая была сформирована на основе договоров на техническое присоединение. Но в эти заявки не входит Федеральный центр химии в Усолье-Сибирском с прогнозным объемом потребления до 600 МВт, который развивается по поручению президента, в эти заявки не входит Байкальск, потребности которого по разным оценкам могут составить от 150 до 250 МВт. Уверен, что на территории Бурятии и Забайкальского края тоже есть заявки, которые не вошли в данный прогноз», – отметил М. Хардинов.

По данным «Системного оператора» в целом суммарная мощность заявленных инвестиционных проектов, не включенных в схему и программу развития ЭЭС России, составляет в юго-восточной части Сибири порядка 2400 МВт. Эти цифры включают электрификацию завода поликремния в Иркутской области (120 МВт), энергоснабжения Байкальска (173 МВт), строительства жилья в Иркутске (681 МВт), создание системы электроотопления в Улан-Удэ (298 МВт), электрификацию Култуминского и Лугоканского ГОКов (по 75 МВт каждый), Березовского железорудного месторождения (50 МВт), Серебряной перспективной площади в Забайкальском крае и другие проекты.

По словам генерального директора филиала АО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири Алексея Хлебова, завышенные энергопотребности регионов вызывают серьезные вопросы со стороны энергетических компаний, которые вынуждены вводить новые объекты генерации.

«Это очень интересная тенденция. Например, сейчас Иркутская область заявлялась на 3 ГВт, из которых на рост жилищного строительства запланировано 900 МВт. То есть в ближайшее время в Иркутске должен появиться 1–1,1 млн новых жителей. Мы задаем себе вопрос – кто эти люди и насколько эти цифры обоснованы, чем подкреплены?», – сказал он.

«Так что, если регионы заявляют определенные цифры по росту энерго-

потребления, должен быть определенный уровень социальной ответственности. Чтобы обеспечить рост социально экономического развития Сибири, рост промышленного потенциала, должно быть ответственное поведение по отношению к электроэнергетическому комплексу», – отметил А. Хлебов.

Завышенные показатели могут обернуться разбалансировкой энергосистемы. С одной стороны, в одних регионах будут строиться избыточные мощности, инвестиции в которые не оправданы, а с другой стороны, такие проекты будут отвлекать финансовые, технологические, кадровые и временные ресурсы компании от проблемных, энергодефицитных регионов.

«Сейчас называют очень большие цифры дополнительной потребности, не задумываясь, что эти мегаватты сами по себе из воздуха не возникают, под них нужны инвестиции, нужно строить электростанции, протягивать сети. Строительство генерации в максимально ускоренном темпе занимает, как минимум, 6 лет, а в нормальном режиме – не меньше 8 лет. Соответственно, это потребует разных инвестиций с разной эффективностью. Поэтому потребители должны понять, что их завышенные потребности и сроки могут привести к тому, что инвестиции будут тратиться крайне неэффективно. Другая сторона медали заключается в том, что по завышенным заявкам мы можем построить избыточные мощности, в которых потребитель во-

Ковыктинское газоконденсатное месторождение

Источник: «Газпром»



## Необходимо верифицировать спрос, совместно с Иркутской областью, Бурятией, Забайкальским краем и Красноярским краем сформировать потребность, максимально приближенную к реальности

обще не будет нуждаться. Поэтому, если вам не нужно столько мощностей в 2025 г., не пишите этот срок для подстраховки, не завышайте искусственно спрос, реально оцените потребности и пишите 2026 г., 2027 г.», – пояснил М. Хардигов.

### Тариф для майнера

Еще одной реальной проблемой для сибирской энергосистемы стал майнинг криптовалют, и, в первую очередь нелегальный, «серый» майнинг. Майнинговые фермы работают по льготным, субсидируемым энергетическим тарифам для населения, что серьезно увеличивает нагрузку на промышленные предприятия других регионов, которые покупают электроэнергию по повышенным тарифам. Одновременно они приводят к непредсказуемому росту потребления электроэнергии, выпадающим доходам налогообложения и незаконным врезкам на сетевых объектах.

По данным Российской ассоциации криптоиндустрии и блокчейна (РАКИБ), российские майнинг-фермы потребляют от 2 до 2,5 ГВт электроэнергии в год. При этом 90 % майнинга в России уже имеет промышленный характер. Несмотря на падение рынка криптовалют доходы от майнинга в нашей стране постоянно растут. К концу 2023 г. ожидается прирост доходности майнинга по текущему курсу криптовалют до 200 млн руб. ежедневно. Негласной столицей российского майнинга является Иркутск, чему способствуют самые низкие в России тарифы на электроэнергию для населения. Так, жители Иркутска платят 1,42 руб./кВт·ч, жители сельской местности в области – 0,99 руб./кВт·ч. Для сравнения: тариф в Москве составляет 6,43 руб./кВт·ч в квартирах с га-

зовыми плитами и 5,66 руб./кВт·ч – с электроплитами.

Объем потребления электроэнергии майнинговыми фермами в Хакасии, второй по популярности у майнеров регионе РФ после Иркутской области, в 2022 г., согласно оценкам местной администрации, достиг 36 млн кВт·ч, превысив показатель 2021 г. на 63 %.

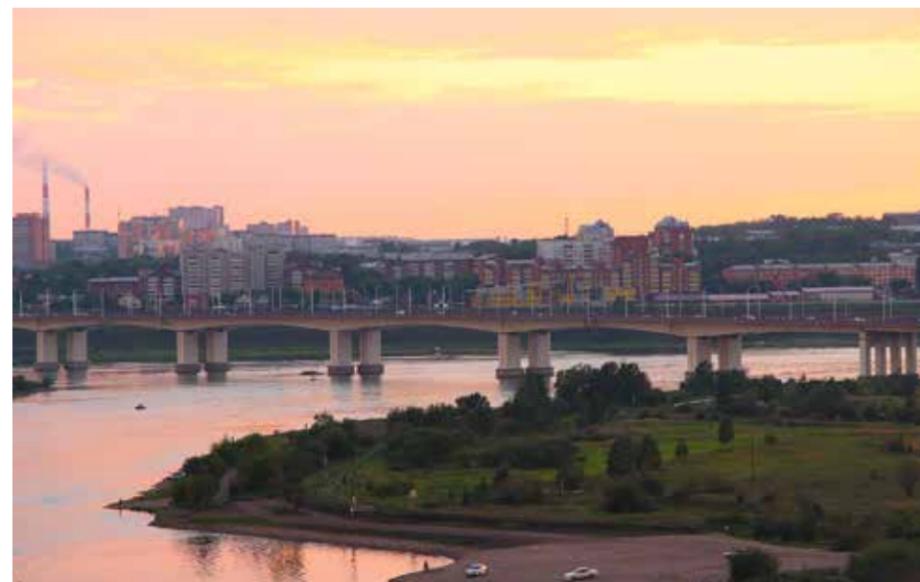
С 2024 г. Хакасия планирует в рамках борьбы с «серыми» майнерами скорректировать тарифы для населения. «Решено разделить потребителей, которые сейчас относятся к населению, на три группы по объему использования электроэнергии. Границы рассчитают с учетом данных о потреблении. В первую группу войдут все, кто использует электричество для бытовых целей, в том числе и для электроотопления. Во вторую и третью войдут те, кто занимается производством на дому либо майнингом», – говорится в сообщении правительства Хакасии.

### Прогноз как системная оценка отрасли

Такой подход решает проблему платежей за потребление электричества, однако не решает более широкую проблему развития энергетического комплекса, которая требует создания четкой системы прогнозирования спроса и возможностей

Иркутск

Источник: AlexBuneev / depositphotos.com



Иркутск

Источник: MaykovNikita / depositphotos.com

по предупреждающему строительству новых электросетей и генерации.

«Мы как представители инфраструктурной отрасли говорим, что необходим системный подход для перспективного планирования развития энергетической инфраструктуры на 3, 5, 15 лет. В этом плане должны быть определены кластеры, в которых будут создаваться новые промышленные производства. Ограничиться одним-двумя документами при формировании прогнозов на системном уровне уже не получится», – отметил М. Хардигов.

«Нужно верифицировать спрос, совместно с Иркутской областью, Бурятией, Забайкальским краем и Красноярским краем сформировать потребность, которая должна быть максимально приближена к реальности, и понять, сколько дополнительных мощностей необходимо вводить в строй по годам. Получив реальные заявки, мы смотрим, как эффективно развивать сети, где нужно дополнительное сетевое строительство, где нужна новая генерация и на каких источниках она должна работать, будет ли это гидроэнергетика, газовая генерация, угольная генерация? Такой системный план необходимо разработать и утвердить максимально быстро, чтобы уже можно было по нему начать двигаться,

чтобы развивать электроэнергетическую инфраструктуру темпами, опережающими развитие основной промышленности и экономики», – добавил он.

Попытки верифицировать спрос в энергосистеме уже неоднократно предпринимались в том числе, в Энергостратегии России до 2030 г., однако в современных геополитических условиях, когда производственные и инфраструктурные центры смещаются на Восток, сделанные ранее оценки требуют пересмотра. Проблема становится еще более актуальной на фоне идей Минэнерго о либерализации энергетического рынка Дальнего Востока и включении его во II ценовую зону (Сибирь). Запустить процесс перехода к рыночной модели ценообразования планируется в ноябре 2023 г. Полный переход к 100 %-й либерализации должен состояться не позднее июля 2025 г. Степень либерализации рынка в неценовых зонах предлагается увязать с возможностью передачи электроэнергии по сетям, а также с экономическими последствиями для потребителей и производителей на соответствующих территориях. Это потребует еще более четкого понимания текущего состояния энергетики и перспектив развития промышленности как Сибири и Дальнего Востока, так и всей страны в целом.

АВТОРИТЕТНАЯ ПЛАТФОРМА  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СООБЩЕСТВА  
ДЛЯ ОБМЕНА ОПЫТОМ

18–20 АПРЕЛЯ 2023

РОССИЙСКИЙ  
МЕЖДУНАРОДНЫЙ  
**РМЭФ**  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ  
ФОРУМ

XXIX МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА  
**ЭНЕРГЕТИКА И  
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**

ОДНОВРЕМЕННО С РМЭФ-2023 ПРОЙДУТ ИННОВАЦИОННЫЕ ПРОМЫШЛЕННЫЕ ПРОЕКТЫ:  
**ВЫСТАВКА «ЖКХ РОССИИ», ВЫСТАВКА СВАРКА/WELDING,  
ВЫСТАВКА-КОНГРЕСС «ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ»**



@ENERGYFORUMSPB САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИЯ О РМЭФ В НАШЕМ TELEGRAM-КАНАЛЕ!

18+

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР  
**ЭКСПОФОРУМ**  
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

ENERGYFORUM.RU  
rief@expoforum.ru  
+7 (812) 240 40 40, доб.2626

**EXPOFORUM**

ENERGETIKA-RESTEC.RU  
energo@restec.ru  
+7 (812) 303 88 68

**РЕСТЭК®**  
выставочное объединение



**КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:**

в центре внимания, в центре Москвы



НАЦИОНАЛЬНЫЙ  
НЕФТЕГАЗОВЫЙ  
ФОРУМ

[www.oilandgasforum.ru](http://www.oilandgasforum.ru)

25–27 апреля 2023

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

22-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА  
**НЕФТЕГАЗ-2023**



[www.neftegaz-expo.ru](http://www.neftegaz-expo.ru)

24–27 апреля 2023



12+

Реклама



МИНПРОМТОРГ  
РОССИИ

РЭА  
РОССИИ



Российское  
Газовое  
Общество

РСНП

СОЮЗ  
НЕФТЕПРОМЫШЛЕННИКОВ  
РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР

2023 **24–28**  
АПРЕЛЯ**МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ  
НЕФТЬ И ГАЗ 2023****INTERNATIONAL FORUM  
OIL AND GAS 2023**

К участию в форуме приглашаются специалисты  
и ученые нефтегазовых компаний, отраслевых  
научно исследовательских и проектных институтов, вузов

**РЕГИСТРАЦИЯ:** NEFTEGAZ.GUBKIN.RU**1000+**  
научных докладов**2500+**  
участников**450+**  
организаций

4-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И ФОРУМ

**RENWEX****«Возобновляемая энергетика  
и электротранспорт»****20–22 ИЮНЯ 2023**Россия, Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»,  
павильон №3**КЛЮЧЕВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ**

Ветроэнергетика



Солнечная энергетика



Водородная энергетика



Гидроэнергетика



Биоэнергетика, биогаз и твердое биотопливо



Микрогенерация



Энерго- и ресурсосберегающие технологии



Электротранспорт и зарядная инфраструктура

12+  
Реклама**www.renwex.ru**

При поддержке



Под патронатом



Организатор





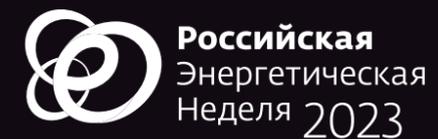
# ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА



Оформить подписку на журнал «Энергетическая политика» на 2023 год можно через филиалы агентства «Урал-пресс», либо в ФГБУ «РЭА» Минэнерго России. По вопросам подписки звонить по телефону +7-910-463-53-57. Стоимость подписки на полугодие (6 номеров) составит 13 200 рублей. В каждом номере – аналитические обзоры, авторские колонки, материалы научного и научно-прикладного характера. Будь в курсе основных направлений развития ТЭК!

[energypolicy.ru](http://energypolicy.ru)

## НАШИ ПАРТНЕРЫ





ISSN 2409-5516

Источник фото на обложке:  
[yellow2j / depositphotos.com](https://depositphotos.com)