

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ISSN 2409-5516

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№2(217), февраль 2026

РГАСНТИ 44.09.29



Тема номера

НОВАЯ ЭНЕРГЕТИКА В НОВЫХ УСЛОВИЯХ



Инфраструктурная
основа экономики
страны



ROSSETI_OFFICIAL

Подписывайтесь через
приложение Telegram
или QR-код



ROSSETI.RU

БИРЖЕВОЙ ТОВАРНЫЙ РЫНОК '26

Юбилейный
Международный
Форум

Петербургская
Биржа

19.03 - 20.03

Москва, Конгресс-центр ЦМТ,
Краснопресненская наб., д. 12

ФОРУМ 2026 — ЭТО НОВЫЙ УРОВЕНЬ:

- 20+ тематических сессий
- Презентация новых финансовых, логистических, аналитических сервисов и продуктов для участников рынка ТЭК
- Новые темы: закупки по 223-ФЗ, инструменты партнерских финансов, ЦФА и криптовалюты



Льготные условия участия
для клиентов АО Петербургская Биржа

Регистрация участников, программа
и условия участия доступны по ссылке:

spimexforum.ru

 **Российская
Энергетическая
Неделя 2026**

 **РОСКОНГРЕСС**
Пространство доверия



МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ

ЦВЗ «Манеж»

ВЫСТАВКА ОБОРУДОВАНИЯ И ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ТЭК

Гостиный двор

 **МОСКВА, РОССИЯ**

 **14-16 ОКТЯБРЯ 2026 г.**



Подробнее на сайте

Реклама 



РОССИЙСКИЙ
МЕЖДУНАРОДНЫЙ

РМЭЭФ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

22-24 АПРЕЛЯ 2026

МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА
 **ЭНЕРГЕТИКА И
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА**

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:



ПРАВИТЕЛЬСТВО
САНКТ-ПЕТЕРБУРГА

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

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

EXPOFORUM

ENERGETIKA-RESTEC.RU
visit@energetika-restec.ru
+7 (812) 320 63 63, доб. 743

 **РЕСТЭК®**
выставочное объединение

18+

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



ЦЭУ

ЦЕНТР ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ УСЛУГ



7-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И ФОРУМ

RENWEX

«Энергосбережение,
зеленая энергетика
и электротранспорт»

7-10 АПРЕЛЯ 2026

Россия, Москва, ВК «Тимирязев Центр»

КЛЮЧЕВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ

-  Ветроэнергетика
-  Солнечная энергетика
-  Электротранспорт и зарядная инфраструктура
-  Водородная энергетика
-  Гидроэнергетика
-  Биоэнергетика, биогаз и твердое биотопливо
-  Микрогенерация
-  Энерго- и ресурсосберегающие технологии

12+
Реклама



www.renwex.ru

Организатор:



Содержание

Слово редакторов

- 9 **В. Бушуев, А. Горшкова.** Плюс-минус 100 долл. за баррель

Интервью

- 10 **И. Артемьев.** Вывод на биржу новых товаров дает государству и бизнесу понимание о справедливой цене

Нефть

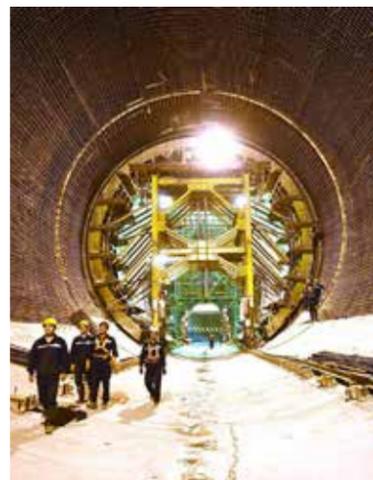
- 22 **А. Громов.** Среднесрочные перспективы добычи и экспорта нефти: грозит ли России иранский сценарий?
- 40 **С. Левкович, А. Копытов, И. Осиновская.** Эффективность исполнения недропользователями требований проектных документов на разработку месторождений углеводородов

Электроэнергия

- 58 **Н. Швец, А. Сохикян, В. Шелевая.** Анализ гидроэнергетических рынков и моделей реализации гидроэнергетических проектов за рубежом
- 72 **В. Карасевич, А. Ледров, М. Повернов, Д. Воронцов, Е. Солнцева.** Применение мультиагентных торгов для оптимизации спроса на электроэнергию в локальных энергосистемах

Энергопереход

- 82 **Э. Исмаилова.** Возможности и проблемы освоения ветроэнергетического потенциала акваторий Северного Ледовитого океана
- 94 **А. Абрамова.** Бизнес-модель системы бережливого производства в стратегии развития электроэнергетических организаций России
- 104 **О. Мамедов.** От экспорта нефтепродуктов к экспорту электроэнергии



Contents

Editor's column

- 9 **V. Bushuev, A. Gorshkova.** Give or take 100 dollars per barrel

Interview

- 10 **I. Artemyev.** Bringing new goods to the stock exchange gives the government and business an understanding of a fair price

Oil

- 22 **A. Gromov.** Medium-term prospects for oil production and export: is the Iranian scenario threatening Russia?
- 40 **S. Levkovich, A. Kopytov, I. Osinovskaya.** Improving compliance of subsidiary users with project document requirements for hydrocarbon deposit development

Electric power

- 58 **N. Shvets, A. Sokhikyan, V. Shelevaya.** Analysis of hydropower markets and models of implementation of hydropower projects abroad
- 72 **V. Karasevich, A. Ledrov, M. Povernov, D. Vorontsov, E. Soltseva.** Application of multiagency trading to optimizing electricity demand in local energy systems

Energy transition

- 82 **E. Ismailova.** Possibilities and challenges of developing the wind energy potential of the Arctic Ocean basins
- 94 **A. Abramova.** The business model of the lean production system in the strategy for the development of Russian electric power organizations
- 104 **O. Mamedov.** From export petroleum products to electricity export

УЧРЕДИТЕЛЬ

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

ИЗДАТЕЛЬ

ООО «ГУ Институт энергетической стратегии»

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»
Л. А. Адамцевич – к. т. н., доцент, заведующий лабораторией НИУ МГСУ
В. М. Батенин – член-корр. РАН, д. т. н., проф.
П. П. Безруких – д. т. н., проф. НИУ МЭИ
В. И. Боговяленский – член-корр. РАН, д. т. н., проф., г. н. с. ИПНГ РАН
А. И. Громов – к. г. н., главный 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. Жданев – д. т. н., глава ЦКТР ТЭК при Минэнерго России
И. А. Сайпуллаев – к. э. н., декан, НИСИ (Узбекистан)
Д. Сяюй – к. т. н., ген. дир. Харбинской ассоциации НТС (Китай)
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 ИЭОП СО РАН

В. Г. Мартынов – к. г.-м. н., д. э. н., проф., ректор РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина
А. М. Мастепанов – акад. РАЕН, д. э. н., г. н. с. АЦЭПБ ИПНГ РАН
А. С. Миллерман – д. э. н., к. т. н., вице-президент ПБ, зав. каф. «Финансы и страхование» РАНХиГС при Президенте РФ
П. Праджapati – д. т. н., Энергетический университет Пандита Диндайала (Индия)
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., науч. сотр. Института океанологии РАН
В. А. Стеников – акад. РАН, д. т. н., проф., директор ИСЭ им. Мелentyева СО РАН
Е. А. Телегина – член-корр. РАН, д. э. н., проф., декан факультета РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина
С. П. Филиппов – акад. РАН, д. т. н., директор ИНЭИ РАН

Главный редактор
Анна Горшкова

Научный редактор
Виталий Бушуев

Зам. главного редактора по продвижению
Ольга Родионова

Корректор
Роман Павловский

Фотограф
Иван Федоренко

Дизайн и верстка
Роман Павловский

Адрес редакции:
125009, г. Москва, ул. Тверская, д. 23, с. 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 №04-323631 от 15.07.2025

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: 26.02.2026

16+



КАВКАЗСКИЙ
ИНВЕСТИЦИОННЫЙ
ФОРУМ

РОСКОНГРЕСС
Пространство доверия

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



ПРАВИТЕЛЬСТВО
РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ



Министерство
экономического развития
Российской Федерации



ПРАВИТЕЛЬСТВО
СТАВРОПОЛЬСКОГО КРАЯ

КАВКАЗСКИЙ ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ФОРУМ – 2026

17-19 МАЯ

МИНЕРАЛЬНЫЕ ВОДЫ,
МВЦ «МИНВОДЫЭКСПО»



FORUMKAVKAZ.ORG



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



Анна ГОРШКОВА
Главный редактор журнала
«Энергетическая политика»

Плюс-минус 100 долл. за баррель

Начало марта стало воплощением самых страшных кошмаров нефтегазового рынка. Израиль и США развязали полноценную войну против Ирана, в ходе которой был убит духовный лидер Исламской Республики Али Хаменеи. В ответ Иранский Корпус стражей исламской революции перекрыл Ормузский пролив и стал нападать на нефтегазовые объекты стран Персидского залива. Ирак, Саудовская Аравия, Кувейт были вынуждены снизить добычу на 5,9–6,7 млн б/с. Катар закрыл крупнейший СПГ-завод в Рас-Лаффане мощностью 78 млн т. Цены на нефть перевалили за 119 долл. за баррель. Трейдеры стали предсказывать нефтяной Армагеддон, а правительства Азиатских стран – требовать от граждан повсеместной экономии электричества.

Впрочем, ситуация стабилизировалась так же быстро, как началась. За два дня цена на нефть вернулась к отметке в 87

долл. за баррель, а жесткий дефицит энергоресурсов так и не случился. Так почему перекрытие Ормузского пролива, через который проходит 20% мирового экспорта нефти, которым нас пугали многие годы, не привело к краху нефтяного рынка?

Возможно, это свидетельствует о том, что за последние 20 лет нефть сдала позиции единственного стратегического энергоресурса, сокращение поставок которого способно дестабилизировать мировую экономику. За это время расширились география и технологии добычи нефти, сформировались цепочки производства и доставки СПГ, увеличились суммарные мощности атомной генерации и ВИЭ. Одновременно сформировалась мировая практика борьбы с нефтяными кризисами. Все это позволяет надеяться, что апокалиптические предсказания о ценах на нефть в 200 долл. и тотальном энергетическом кризисе останутся лишь на бумаге.



Игорь АРТЕМЬЕВ

Президент АО «Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа»

DOI 10.46920/2409-5516_2026_02217_10

EDN: SKMDHV

Вывод на биржу новых товаров дает государству и бизнесу понимание о справедливой цене

19–20 марта в конгресс-центре Центра международной торговли Москвы Петербургская биржа проводит 10-й ежегодный форум «Биржевой товарный рынок». О повестке форума, основных направлениях деятельности биржи, ее роли в современной российской экономике и перспективах дальнейшего развития рассказал президент АО «Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа» Игорь Артемьев в интервью журналу «Энергетическая политика».

ЭП: *Какие основные направления биржевой деятельности будут охвачены на форуме «Биржевой товарный рынок»? Сколько участников могут посетить конференцию? Какие ожидания от ее проведения?*

И. Артемьев: В этом году наш традиционный ежегодный форум проводится уже в десятый раз. Мы решили значительно масштабировать и его формат, и повестку – впервые он будет проходить два дня, став одной из крупнейших кросс-индустриальных площадок страны. Программа форума получилась очень насыщенной, она отражает все ключевые тренды товарных рынков. В первую очередь уделим внимание фундаментальным вопросам – справедливому ценообразованию и прозрачности рынка. Обсудим традиционные направления работы Петербургской биржи – нефтепродукты и природный газ, лесоматериалы и минеральные удобрения. Но есть и совершенно новые темы, на которые я хотел бы обратить отдельное внимание участников и гостей мероприятия: нефтегазохимия, логистика,

партнерское финансирование, драгоценные металлы, экспорт некоторых категорий товаров и сырья. Конечно, мы смотрим и в будущее. Отдельные блоки посвящены развитию саморегулирования, биржевым закупкам и, что особенно актуально, теме цифровых прав и криптовалют как потенциальному ключу к глобальным рынкам.

Подобрался очень широкий и разноплановый делегатский состав участников. Это топ-менеджмент крупнейших российских компаний, представители ключевых министерств и ведомств – Банка России, Минэнерго, Минфина, ФАС, законодатели – Госдума и Совет Федерации, руководство ЕАЭК, крупнейших вузов страны, а также наши международные партнеры, например, из ОПЕК и Китая. В общей сложности планируется провести около 20 различных сессий, и мы рассчитываем, что гостями форума в этом году станут более тысячи человек.

При этом наши ожидания связаны не с количеством, а с качеством диалога. Главная задача – создать работающую платформу для прямого и открытого

разговора между бизнесом, регуляторами и торговыми площадками. Мы рассчитываем, что по итогам дискуссий будут не просто обозначены проблемы, а сформулированы конкретные предложения по совершенствованию нормативной базы, развитию инфраструктуры и внедрению новых механизмов. Хотим, чтобы каждый участник унес с собой не только новые контакты, но и ясное понимание вектора развития рынка и конкретные инструменты для работы в новых условиях.

Мы – то есть команда Петербургской биржи – совместно с нашими партнерами делаем все, чтобы форум «Биржевой товарный рынок» стал площадкой, где фор-



Лого Петербургской биржи
Источник: Петербургская биржа

мируется «карта будущего» российского товарного рынка.

ЭП: Какие изменения в работе биржи возможны в этом году? Какие секции будут расти наиболее активно? Биржа торгует сейчас очень широкой номенклатурой товаров. Стоит ли расширять ее, и если да, то за счет каких продуктов?

И. Артемьев: Петербургская биржа ведет последовательную работу по развитию биржевой торговли как на зрелых действующих рынках, так и на развивающихся.

На зрелых рынках, в частности на рынке нефтепродуктов, продолжает развиваться сегмент мелкого опта, ведутся работы по масштабированию использования института ОТП «РЖД», запускаются новые

логистические сервисы, торговля транспортными услугами, участникам торгов также предоставляются различные банковские сервисы и услуги.

Большой потенциал мы также видим в развитии торгов нефтегазохимическими товарами – положительная динамика на торгах говорит о высокой востребованности подобных товаров у участников рынка.

В 2026 г. биржа продолжит развитие рынка угля – на торгах появляются новые производители и потребители этого энергоресурса. В секции «Металлы и сплавы» в этом году планируется начать реализацию трубной продукции. В сегменте «Драгметаллы» ведется работа по запуску торгов стандартными слитками золота, а также по расширению линейки торгуемых металлов за счет платиновой группы. В секции «Стройматериалы» в 2026 г. планируется запуск биржевых торгов строительным цементом.

Вывод на биржевые торги новых товаров дает государству и бизнесу понимание о справедливой рыночной цене на товар, биржевые и внебиржевые индикаторы – ценовые ориентиры для регулирования рынков. Биржевые котировки используются в налогообложении, для обоснования НМЦК, для расчета регулируемых тарифов, компаниями – при принятии решений об инвестициях или в закупочной деятельности и т. д. Чем больше палитра выведенных на биржу товаров, тем прозрачнее рынки.

Важный вывод, который наш опыт позволяет сделать, это то, что компании, которые выходят на биржевые торги по нормативам, установленным государством, потом начинают продавать на бирже большие объемы товара, чем это предусмотрено нормативами, как это происходит с нефтепродуктами или минеральными удобрениями. Или компании начинают продавать на бирже другие виды товаров, не только те, которые предписано выводить на биржу. Например, такая ситуация по углю сложилась. В 2025 г. на биржевых торгах появился уголь с новых разрезов, начали продаваться новые марки угля. На торги вышли новые производители с месторождений в Якутии, Сахалинской области, Забайкальском крае, Иркутской области, ранее не представленные на бирже.

ЭП: Какими вы видите основные направления развития Петербургской биржи

до 2030 г.? Какие новые направления торгов будете развивать?

И. Артемьев: Основным направлением должно стать решение поставленных Правительством РФ задач по созданию национальной системы ценовых индикаторов и формированию репрезентативных индикаторов рыночной цены на ключевую группу товаров.

Безусловно, биржа будет задействована в реализации Национального плана развития конкуренции в России до 2030 г. как эффективный инструмент «обеления» экономики и развития конкуренции. Нашим приоритетом остается построение межбиржевых мостов между товарными биржами мира, в первую очередь – дружественных стран.

ЭП: Какой объем торгов нефтепродуктами следует ожидать в этом году? Есть ли дисбаланс спроса и предложения на биржевых торгах топливом? Возможен ли рост продаж в этом и следующем годах, и если да, то насколько?

И. Артемьев: В 2026 г. объем торгов нефтепродуктами, как мы ожидаем, будет на уровне 2025 г. В прошлом году он составил 37,2 млн т. При этом биржа инфраструктурно готова к росту объемов торгов, расширению номенклатуры. Как готова

Историческое здание биржи в Санкт-Петербурге

Источник: «Рувики»



Безусловно, биржа будет задействована в реализации Национального плана развития конкуренции в России до 2030 г. как эффективный инструмент обеления экономики и развития конкуренции

и к тому, чтобы оперативно реализовывать решения Правительства РФ и Минэнерго России.

В отсутствие внешних факторов балансировку рынка осуществляет Минэнерго России, и вероятность дисбаланса исключается. Однако в случае, когда внешние факторы все-таки оказывают влияние на рынок, как это было в прошлом году, для снижения этого влияния используются в том числе биржевые инструменты, уже доказавшие свою эффективность. Так, ограничение шага цены позволило значительно снизить волатильность в период повышенного спроса. Тогда с помощью



Церемония запуска биржевых торгов золотом

Источник: Петербургская биржа

биржевых инструментов удалось не допустить проецирования роста цен на население и промышленность.

ЭП: Сохранятся ли темпы роста объемов торгов газом, достигнутые в 2025 г.? Будет ли в этом году «НОВАТЭК» также активно выходить на рынок? Появятся ли новые заметные игроки?

И.Артемов: Действительно, 2025 г. продемонстрировал рост объемов биржевых торгов газом, в первую очередь – за счет ресурсов независимых производителей. Удачно совпал ряд разнородных факторов. В то же время биржевая инфраструктура оказалась подготовленной к предостав-

лению новых, потребовавшихся рынку финансово-технологических сервисов.

Предсказывать поведение участников в текущем году – задача не из легких. Биржа со своей стороны однозначно продолжит тренд на предоставление новых инструментов, которые могут быть востребованы при изменении рыночных условий или внедрении ожидаемых регуляторных требований. Надеемся на активность компаний.

ЭП: Какой объем торгов газом вы ожидаете на фоне введения механизма коммерческой балансировки с 1 сентября? Готовы ли им воспользоваться энергетические компании? Ведется ли работа с ними по привлечению к участию в торгах?

И.Артемов: Для ответа на эти вопросы нужно подробно рассмотреть, что дает новый механизм, вспомнить историю вопроса и рассказать, как внедрение данного механизма осуществляется сейчас, какие есть нерешенные моменты.

Изменения в правила поставки газа в России вступили в силу с 1 марта этого года, впервые участникам было предоставлено право и механизм осуществления коммерческой балансировки внебиржевых договоров поставки газа. Это касается как невыборок, так и переборов.

По оценкам «Газпрома», ежегодный объем невыборки по стране составляет примерно 40–50 млрд м³ газа, по крайней мере половина из которого может в перспективе оказаться на бирже

Показательна предыстория принятия изменений. В конце 2023 г. в Федеральный закон «О газоснабжении в Российской Федерации» были внесены изменения, призванные укрепить дисциплину газопотребления путем применения принципа «бери-или-плати».

Этот способ урегулирования невыборки газа потребителем, как известно, был впервые применен в договорах поставки газа с Гронингенского газового месторождения (Нидерланды) в 1960-х гг. С тех пор принцип «take-or-pay» повсеместно использовался в экспортно-импортных договорах поставки газа, однако из-за особенностей российского законодательства не нашел широкого применения на внутреннем рынке.

С внедрением третьего энергопакета в Европе принцип «take-or-pay» был на оптовом рынке полностью вытеснен полноценной коммерческой балансировкой отклонений, в том числе невыборки.

В России с 2018 г. положения о внедрении коммерческой балансировки были включены в документы стратегического планирования по рынку газа. Они, в частности, вошли в раздел «Газоснабжение» Дорожной карты по развитию конкуренции в отраслях экономики Российской Федерации на 2018–2020 гг. С 2021 г. механизм перепродаж невыборки был запущен на бирже. По этим причинам включение в 2023 г. в ФЗ «О газоснабжении» требования «take-or-pay» вызвало у потребителей обоснованное недоумение.

И вот теперь, наконец, после напряженных дискуссий в Минэнерго с участием представителей рынка и биржи, Постановление Правительства РФ № 1962 предоставило покупателям внебиржевого газа право продавать невыбранные ими объемы по рыночным ценам на биржевых торгах, то есть разрешается использование коммерческой балансировки.

Этот принцип заключается в том, что покупателю передается на «хабе» (балансовом пункте) 100% объема по договору поставки, а неизбежные отклонения от плана учитываются как требующие урегулирования самим покупателем («владельцем отклонений»). То есть, если у вас невыборка, то покупатель должен оперативно продать непопотребленный объем газа на рынке.

В мировой практике коммерческая балансировка – это не право, а обязанность участника системы газоснабжения, обе-

спечивающая четкий стимул для снижения пиковых нагрузок на газотранспортную систему. Очевидно, что реализация концепции балансировки возможна только при наличии ликвидной биржевой торговли. Однако в России меры по обеспечению ликвидности – например, продажа 10% от внутригрупповых объемов продаж газа на открытом рынке – так и не были внедрены.

Есть мнение, что право (а не обязанность) балансировки способно вывести на торги дополнительный объем, который сам себе и обеспечит ликвидность и узкий ценовой спред. Если это сработает – это будет российское ноу-хау. По оценкам «Газпрома», ежегодный объем невыборки



Петербургская биржа

Источник: Петербургская биржа

по стране составляет 40–50 млрд м³ газа, по крайней мере половина из которого может в перспективе оказаться на бирже.

При подготовке к внедрению положений постановления № 1962 биржа взаимодействует с регуляторами, «Газпромом» и крупнейшими участниками рынка. Основной частью плана является применение отработанных на бирже принципов балансировки применительно к внебиржевым договорам поставки газа. Необходимо решить следующие вопросы: синхронизация учета объемов отклонений между биржевым и внебиржевым сегментами рынка, перенос пункта передачи газа по договору в унифицированную с биржевыми договорами точку, порядок определения дисконта

С участием сервиса ОТП «РЖД» в 2025 г. было продано более 9,7 млн т нефтепродуктов – почти в 5 раз больше, чем годом ранее. К системе подключились более тысячи клиентов

для продажи в режиме НБО (несбалансированных объемов) газа, не реализованного своевременно на торгах по инициативе «владельца отклонений».

Также ведется дискуссия по выбору наиболее предпочтительного для широкого круга новых потенциальных участников системы газоснабжения инструмента продажи невыборки.

ЭП: Удастся ли биржевым торгам углем набрать индикативные обороты и какой объем торгов по углю вы считаете репрезентативным? Можно ли с помощью биржевых торгов решить проблемы транспортировки угля в восточном направлении?

Конференция Петербургской биржи



Источник: Петербургская биржа

И. Артемьев: Биржевая торговля углем набирает обороты. Конечно, пятикратного роста объема биржевых торгов, который случился в 2024 г., мы не повторим, потому что у компаний есть и долгосрочные контракты, и другие обязательства – таких свободных объемов угля у них просто нет. Однако рынок развивается, и мы активно работаем над тем, чтобы ликвидность биржевых торгов достигла уровня, необходимого для формирования репрезентативных ценовых индикаторов.

Этот уровень, в соответствии с антимонопольным законодательством, устанавливается ФАС и Минэнерго России совместным приказом и составляет сегодня не менее 10% от объема поставок на внутренний рынок. С учетом сезонности эти объемы рассчитываются как среднее значение по месяцам за три предыдущих года. Совместным приказом установлены минимальные объемы биржевых продаж для угля марок Д и ДГ, причем засчитываются только продажи на разрезе, на условиях «франко-вагон станция отправления». Однако большая часть реализуемого на бирже угля приходится на другие марки и продается на условиях «франко-вагон станция назначения». С одной стороны, это говорит о востребованности бирже-



Пресс-конференция И. Артемьева

Источник: Петербургская биржа

вых механизмов со стороны участников рынка, но с другой – не позволяет нам сформировать репрезентативные ценовые индикаторы.

В настоящее время ФАС и Минэнерго рассматривают возможность внесения изменений в совместный приказ, предполагающих расширение перечня марок, для которых установлены минимальные объемы биржевых продаж. В том числе – за счет наиболее торгуемых на бирже. Также обсуждается учет продаж на условиях «франко-вагон станция назначения» при расчете минимальных объемов. Это существенно увеличит базу расчета ценовых индикаторов и в перспективе позволит нам выйти на необходимую ликвидность.

Что касается возможностей биржи по решению логистических проблем, в том числе – по транспортировке угля в восточном направлении, то ответ будет двояким. С одной стороны, да, биржа позволяет решать определенные проблемы. В частности, на рынке нефтепродуктов мы сейчас успешно развиваем торги с использованием института ОТП. Взаимодействие с РЖД позволяет автоматизировать, упростить и сделать более удобными ряд сервисов. В перспективе мы планируем расширить этот опыт и на другие рынки. С другой

стороны, сложности с транспортировкой топлива в восточном направлении связаны с объективным дефицитом пропускной способности железнодорожных путей, и биржевая торговля как таковая не способна повлиять на увеличение пропускной способности Восточного полигона.

Тем не менее, цифры говорят о том, что приобретение на биржевых торгах угля для нужд дальневосточных потребителей является привлекательным для участников рынка. Я говорил, что большая часть реализованного на бирже угля в 2025 г. была продана на условиях «франко-вагон станция назначения», этот уголь как раз приобретался на дальневосточных базисах поставки.

ЭП: Как продвигается работа по созданию системы биржевых торгов услугами по транспортировке? Какую роль при этом будет играть «Совкомфлот»? Будет ли это касаться только Северного морского пути?

И. Артемьев: Петербургская биржа активно развивает транспортно-логистическое направление и готова в том числе к предоставлению услуг по транспортировке товаров по Северному морскому пути, в случае, если они будут востребованы участниками рынка. В данный момент идет технологическая проработка этого вопроса.

Интенсивно развивается и стратегический проект торгов с участием оператора товарных поставок – ОТП «РЖД». С участием этого сервиса в 2025 г. было продано более 9,7 млн т нефтепродуктов – почти в 5 раз больше, чем годом ранее. К системе подключились более тысячи клиентов.

ЭП: Как идет работа по организации торгов для госкомпаний и ведомств по 223 ФЗ? Сколько регионов и организаций удалось подключить? Какой процент сделок по 223

раньше они выходили с ограниченным набором инструментов, то сейчас все больше открывают для себя те ниши, которые биржа может предложить для оптимизации их закупок и продаж.

Если говорить о масштабах, то общее число клиентов биржи перевалило за 7,5 тысяч. Из них несколько сотен компаний работают в рамках 223-ФЗ, что составляет около 3–4% от общей клиентской базы. Мы уже сформировали устойчивую базу участников.



Подписание ПБ и СКФ

Источник: Петербургская биржа

ФЗ уже проходит на бирже, в каком показателе вы стремитесь? Рассматривается ли вариант организации торгов по 44 ФЗ?

И. Артемьев: Госкомпании сегодня выступают в роли локомотивов и первопроходцев на нашей биржевой площадке. Они задают тон развитию всего сегмента торгов по 223-ФЗ.

Работа идет очень интенсивно. Мы видим устойчивый тренд: к биржевой площадке постоянно подключаются новые участники из этой категории. Но, что еще важнее, «старые», уже опытные игроки не стоят на месте. Они активно осваивают новые, развивающиеся рынки биржи, расширяя перечень торгуемых активов. Если

Что касается динамики последних двух лет, то она нас очень радует. Мы наблюдаем стабильный приток: ежегодно к торгам подключаются десятки новых субъектов 223-ФЗ. Оборот ключевой группы участников торгов по 223-ФЗ вырос за последний год на 4%. Цифры за 2024 и 2025 гг. показывают уверенный рост, а в отдельных категориях товаров – кратный рост.

Что касается закупок по 44 ФЗ, то мы внимательно следим за развитием законодательства в этой сфере. Сейчас работа по 44-ФЗ устроена иначе, и прямой юридической возможности проводить такие торги на классической биржевой площадке пока нет. Законодательство предьявляет

специфические требования к организаторам торгов для государственных нужд.

Однако мы – биржа, и наша ключевая компетенция – это организация прозрачных, конкурентных и эффективных торгов. Поэтому, как только в нормативной базе появятся необходимые изменения и возможности для масштабирования нашего опыта на сегмент 44-ФЗ, мы технически и методологически будем к этому полностью готовы. У нас есть вся необходимая инфраструктура, чтобы сделать этот процесс максимально удобным и для государства, и для поставщиков. Более того, в наш холдинг входит федеральная электронная площадка «ТЭК-Торг». Это как раз один из операторов, уполномоченных проводить госзакупки. Они уже много лет работают и по 44-ФЗ, и по 223-ФЗ.

ЭП: Как идут торги золотом? Какое количество продавцов и покупателей принимают участие в торгах? Сколько сделок заключено и на какую сумму?

И. Артемьев: Рынок золота является достаточно молодым и находится в начале своего пути. Я напомним, что в России золото уже не один год присутствует на биржевых торгах на Московской бирже, но там оно торгуется в виде производных инструментов, торговля золотом там ведется через обезличенные металлические счета.

Запуская торги золотом на Петербургской бирже, мы изначально ставили перед собой другую задачу – мы торгуем физическим золотом в слитках, чтобы сформировать ликвидный рынок и рассчитывать репрезентативный индикатор цены, по которой слиток золота можно купить здесь и сейчас. Это спотовый рынок физического товара, каждая сделка у нас заканчивается поставкой товара.

В конце прошлого года были заключены сделки по реализации мерного слитка золота весом 1000 г, сумма сделки составила 11 035 000 руб., а также слитка серебра весом 29,516 кг, цена сделки составила 5 667 072 руб.

ЭП: Как идет торговля углеродными единицами? Сколько сделок с углеродными единицами из международных реестров уже совершено? Насколько это перспективный рынок?

И. Артемьев: Спрос на углеродные единицы Российского реестра углеродных единиц ограничен. По этой причине на нашей бирже и в целом на отечественном рынке торговля ими идет неактивно. В декабре 2025 г. состоялась одна успешная торговая процедура в СЭТ ВР «Торги углеродными единицами» по результатам которой двум покупателям были проданы

Памятный знак запуска торгов золотом

Источник: Петербургская биржа



единицы лесоклиматического проекта, зарегистрированного в международном реестре. Цена продажи составила 750 и 780 руб. за единицу.

Запуск торгов единицами зарубежных проектов представляется важным. В ближайшие годы запускаются системы углеродного регулирования международной авиации (CORSIA ICAO) и международных морских перевозок (ассоциация IMO), которые допускают использование единиц только аккредитованных зарубежных стандартов. Биржа готова предоставить российским компаниям возможность исполнять свои обязательства по декарбонизации на международном уровне.

ЭП: В этом году Петербургская биржа подписала соглашение с биржей Египта о сотрудничестве. С биржами каких стран вы планируете подписать соглашения о сотрудничестве, по каким направлениям и что это дает для развития биржевых торгов в России?

И. Артемьев: Прежде всего, подписание этих соглашений – реализация нашей стратегии по формированию устойчивых партнерств с иностранными биржами дружественных стран на пространстве ЕАЭС+ и БРИКС+. За счет строительства

межбиржевых мостов мы создаем необходимую инфраструктуру для внешнеэкономической деятельности и освоения новых рынков.

Ключевыми пунктами нашего меморандума о взаимопонимании с Товарной биржей Египта (EMX) являются: гармонизация стандартов (то есть сближение правил и регламентов для упрощения процедур биржевой торговли), изучение возможности взаимного допуска брокеров и компаний обеих стран на торговые площадки, анализ перспективных товарных позиций для вывода на биржевые торги. Египет является ключевым партнером России как в Африке, так и на Ближнем Востоке – сотрудничество откроет дополнительные возможности для деловых кругов обеих стран.

Что касается ближайших перспектив, то прорабатываем подписание соглашений с китайскими торговыми ассоциациями, биржами Турции, Индии, Индонезии и Монголии. Мы продолжаем работать над созданием межбиржевых мостов, которые должны сделать международную торговлю более эффективной, повысить прозрачность механизмов ценообразования и обеспечить беспрепятственное движение товаров.

«ЗАРУБЕЖНЕФТЬ» — государственная российская нефтегазовая компания стратегического значения с богатой историей и уникальным опытом внешнеэкономической деятельности.

«ЗАРУБЕЖНЕФТЬ» специализируется на разработке нефтегазовых месторождений в России и за рубежом, обеспечивая эффективную и комплексную добычу углеводородных ресурсов.

УЖЕ БОЛЕЕ 40 ЛЕТ

«Зарубежнефть» успешно осваивает континентальный шельф юга Вьетнама в рамках совместного предприятия «Вьетсовпетро».

В ЧИСЛЕ ДРУГИХ ПРОЕКТОВ:

- разработка месторождений в Ненецком автономном округе (СК «РУСВЬЕТПЕТРО» и «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ-добыча Харьяга»);
- применение передовых технологий добычи высоковязких сортов нефти на Кубе;
- повышение нефтеотдачи на зрелых месторождениях Узбекистана;
- реализация проектов в Египте и Индонезии.

Помимо этого, компания работает в сегменте «Нефтепереработка и сбыт» на территории Республики Сербской (Босния и Герцеговина), имеет в структуре собственные проектные институты подземного и наземного обустройства нефтегазовых месторождений, а также сервисные компании.



НАША КОМАНДА

В компании работают более 12 000 сотрудников по всему миру. **Каждый сотрудник «Зарубежнефти» — ОСНОВА компании.**

Наш сайт



Мы в Telegram



**ЗАРЯЖАЕМ МИР
ЭНЕРГИЕЙ**

Реклама 12+

Системный анализ рынка

Источник: stock.adobe.com



Среднесрочные перспективы добычи и экспорта нефти: грозит ли России иранский сценарий?

Medium-term prospects for oil production and export: is the Iranian scenario threatening Russia?

Алексей ГРОМОВ
 Главный директор по энергетическому направлению, руководитель Энергетического департамента Фонда «Институт энергетике и финансов» (ИЭФ), к. г. н.
 E-mail: a_gromov@fief.ru

Alexey GROMOV
 Principal Director on Energy Studies, Head of Energy Department, Institute for Energy and Finance (IEF), PhD in Economic Geography
 E-mail: a_gromov@fief.ru

Добыча нефти в ХМАО

Источник: doubleeaglealloys.com



Аннотация. В статье проводится анализ среднесрочных перспектив добычи и экспорта российской нефти до 2030 г. в условиях формирования избытка предложения углеводородов на мировом рынке и продолжающегося усиления санкционного давления на Россию со стороны западных стран. Особое внимание уделяется вопросам долгосрочной устойчивости и адаптивности нефтяной отрасли России к новым рыночным реалиям, оценке рисков и возможностей, с которыми сталкивается российский нефтяной сектор. *Ключевые слова:* российская нефтяная отрасль, цены на нефть, добыча и экспорт нефти, нефтегазовые доходы бюджета, перспективы, возможности и риски.

Abstract. The article analyzes the medium-term prospects for the development of the Russian oil industry until 2030 in the context of the formation of an oversupply of hydrocarbons on the world market and the continued increase in sanctions pressure on Russia from western countries. Special attention is paid to the issues of long-term sustainability and adaptability of the Russian oil industry to new market realities and the assessment of risks and opportunities faced by the Russian oil sector. *Keywords:* russian oil industry, oil prices, oil production and export, oil & gas budget revenues, prospects, opportunities and risks.

//

**В 2026 г.
 «затоваривание»
 мирового нефтяного
 рынка сохранится
 на уровне не менее
 2-2,5 млн барр./сут.
 на фоне слабых
 ожиданий роста
 спроса**

Вместо введения

Ближайшие пять лет для российского нефтяного сектора ожидаются непростыми в силу фундаментальных изменений внешних условий, которые определяются формированием глобального избытка предложения углеводородов при сохранении и даже возможном усилении санкционного давления на Россию, а также завершением переориентации российского нефтегазового экспорта с Запада на Восток. Неизбежным следствием этих изменений станет снижение основных отраслевых производственных и эконо-



Нефтехранилище Sinopec
 Источник: limenikanea.gr

мических показателей, включая добычу и экспорт углеводородов, а также общий объем бюджетных поступлений от нефти и газа. Но трансформация внешних условий работы отрасли формирует не только риски для ее развития, но и возможности. Понимание, грамотное и своевременное использование этих возможностей может позволить российскому нефтяному сектору не только преодолеть нарастающую рыночную турбулентность, но и завершить формирование устойчивой модели долгосрочного развития с опорой на новые драйверы отраслевого роста, защищенные от негативного внешнего влияния.

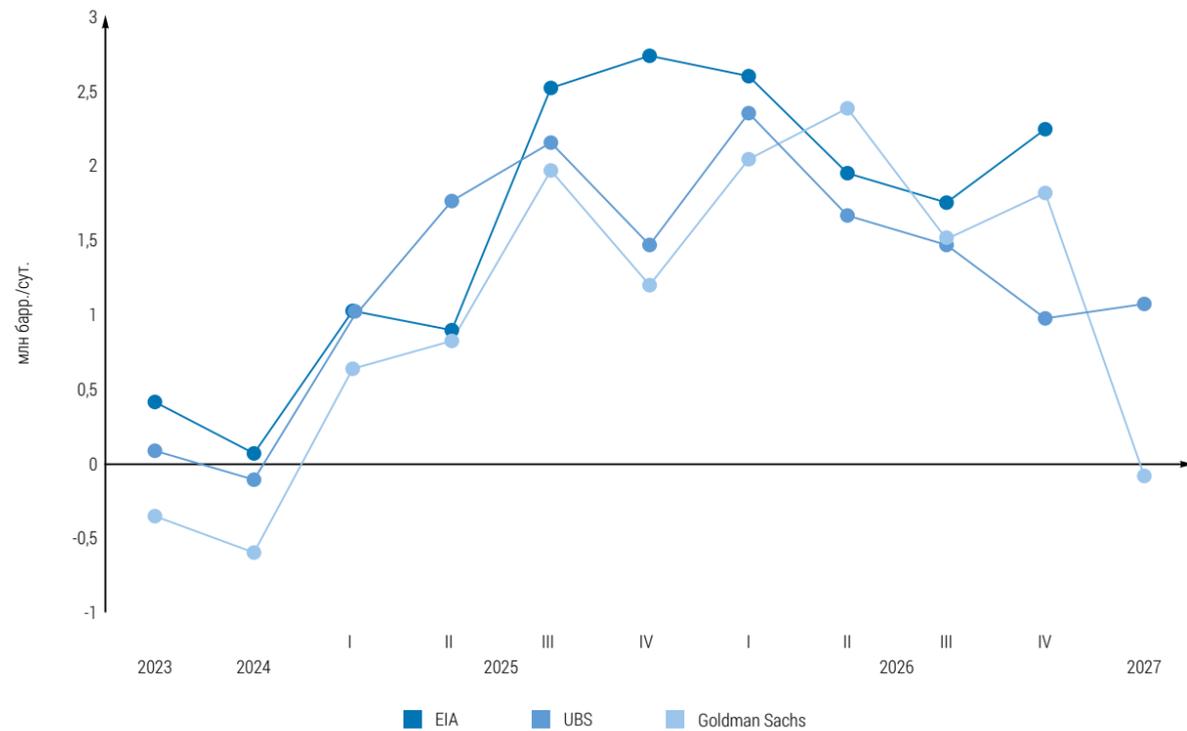


Рис. 1. Оценки избытка мирового предложения нефти, 2025–2027 гг., факт и прогноз, млн барр./сут.

Источники: EIA, Goldman Sachs, UBS

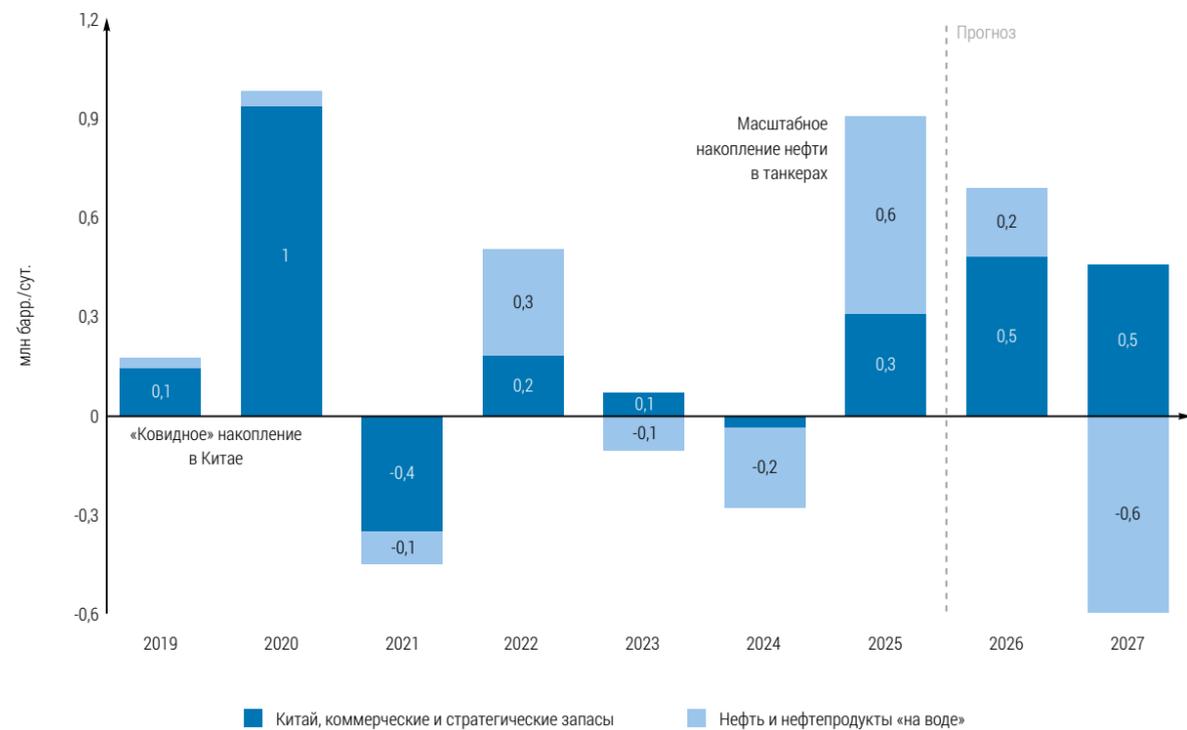


Рис. 2. Динамика накопления нефти в резервах Китая и «на воде», 2019–2027 гг., факт и прогноз, млн барр./сут.

Источник: Goldman Sachs

«Затоваривание» мирового нефтяного рынка и падение мировых цен на нефть

Завершившийся 2025 г. был отмечен резким увеличением избытка предложения нефти на мировом рынке, которое, по-видимому, может сохраниться в ближайшие несколько лет (рис. 1). Так, международные инвестиционные и энергетические агентства оценивали профицит нефти

Избыток предложения нефти в 2025 г. аккумулировал Китай, ускорив пополнение своих стратегических и коммерческих резервов, которые к концу 2025 г. оценивались на уровне 1,3–1,4 млрд барр. и превысили показатели коммерческих и стратегических запасов США (0,9 млрд барр.). Важным трендом второй половины 2025 г. также стало масштабное накопление непроданной нефти в танкерах, которые начали широко использоваться как плавучие хранилища нефти, особенно



Добыча нефти в Кувейте

Источник: meed.com

на мировом рынке в 4 квартале 2025 г. на уровне от 1,5 до 2,5 млн барр./сут., что эквивалентно 1,4–2,4% мирового потребления нефти. Более того, в 2026 г. «затоваривание» мирового нефтяного рынка в целом сохранится на уровне не менее 2–2,5 млн барр./сут. на фоне слабых ожиданий прироста спроса и неопределенности политики альянса ОПЕК+, который вынужден балансировать между необходимостью сохранения контроля над предложением нефти и желанием ряда стран альянса (ОАЭ, Кувейт, Ирак, Казахстан) к выходу из всех пока еще действующих ограничений по добыче внутри ОПЕК+¹.

для подсанкционных поставок из России и Ирана (рис. 2).

Продолжающееся «затоваривание» мирового нефтяного рынка оказывает понижающее давление на мировые цены на нефть. Так, эталонный сорт нефти Brent за 2025 г. подешевел до 69 долл./барр. (–16% к уровню 2024 г.), а в декабре и вовсе упал до 63 долл./барр.

Более того, даже геополитическая напряженность вокруг нефтяных поставок из Ирана и Венесуэлы, сформировавшаяся в начале 2026 г. лишь замедлила общий

¹ Страны ОПЕК+ на встрече 1 февраля 2026 г. подтвердили свое решение от 2 ноября 2025 г. приостановить поэтапное увеличение производства нефти в рамках снятия всех дополнительных добровольных ограничений на добычу вплоть до марта 2026 г. включительно.

тренд на снижение мировых цен на нефть, которые по итогам 2026 г. вполне могут упасть до 60 долл./барр. (рис. 3).

Таким образом, «затоваривание» мирового нефтяного рынка привело к началу нового витка снижения мировых цен на нефть, которое может быть сопоставимым по своей глубине с показателями «ковидного» 2020 г., но при этом оказаться гораздо более продолжительным и повторить ситуацию 2014–2016 гг. Последнее означает необходимость адаптации российской

4 лет. Напомним, что российской нефтянке удалось вполне успешно адаптироваться к эмбарго западных стран и введению «ценового потолка» на российскую нефть, а также в целом выстроить альтернативные системы финансово-логистического и страхового обеспечения экспорта российской нефти.

Но в 2025 г. отрасль столкнулась с новыми санкционными вызовами. Так, США последовательно ввели блокирующие санкции в отношении четырех крупней-

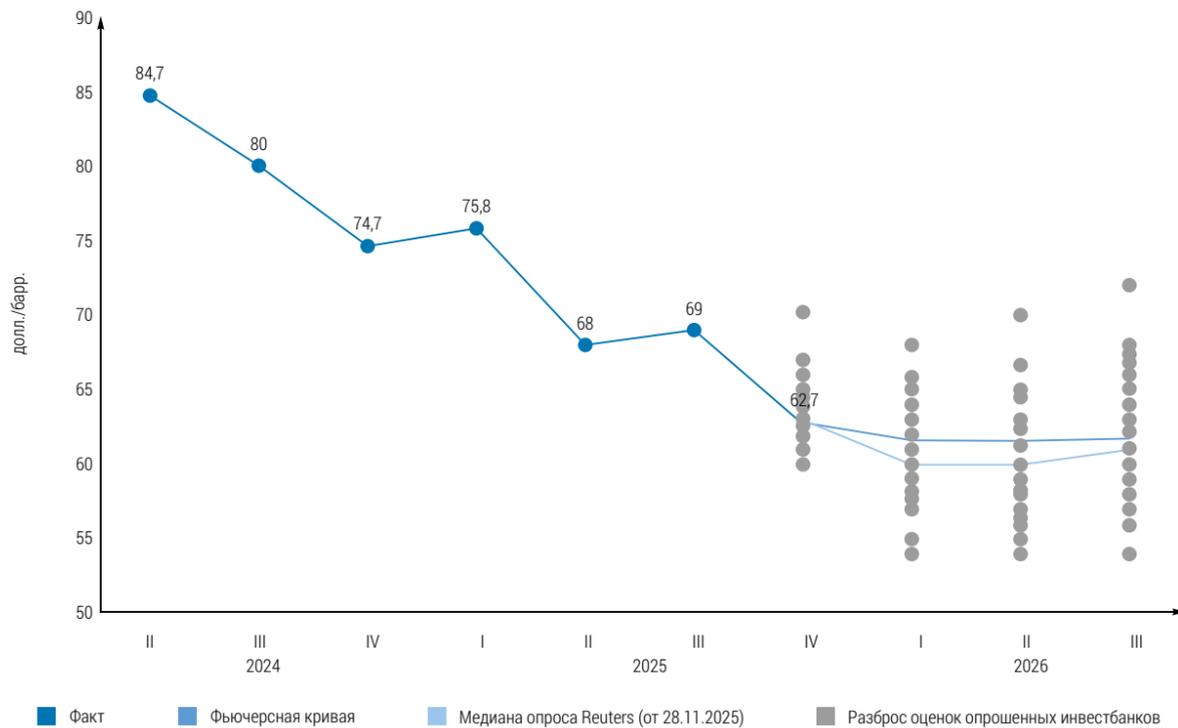


Рис. 3. Динамика цены нефти Brent, I кв. 2024 – IV кв. 2026 г., факт и прогноз, долл./барр.

Источник: Reuters

нефтянки к длительному периоду низких мировых цен на нефть, который к тому же будет осложняться сохранением и даже возможным усилением санкционного давления на российские нефтяные компании и морской экспорт российской нефти.

Новые санкции на экспорт нефти и на ведущих российских нефтеэкспортеров

Казалось бы, российской нефтяной отрасли не привыкать к постоянному усилению санкционного давления западных стран, которое продолжается уже больше

ших российских ВИНК («Сургутнефтегаз» и «Газпром нефть» – с 10 января, «ЛУКОЙЛ» и «Роснефть» – с 21 октября), на совокупную долю которых приходится более 75% экспорта российской нефти. Также США в августе ввели повышенные таможенные пошлины (до 50%) на ряд импортируемых товаров из Индии за то, что эта страна импортирует российскую нефть.

В июле 2025 г. ЕС запретил поставки нефтепродуктов из Индии и Турции, начиная с 21 января 2026 г., если они были произведены из российской нефти, а в сентябре, впервые с 2022 г., совместно с Великобританией, Швейцарией и Канадой понизил «ценовой потолок» для морских



Танкер в Финском заливе

Источник: runews24.ru

поставок российской нефти в третьи страны с 60 до 47,6 долл./барр.² Позднее, 14 января 2026 г. «ценовой потолок» на российскую нефть был снова снижен до 44,1 долл./барр.

Также продолжилось давление на суда «теневых флотов», отмеченные в перевозках российской нефти с нарушениями условий «ценового потолка». Страны ЕС и Великобритания в течение всего 2025 г. последовательно расширяли список танкеров, попавших под блокирующие санкции, доведя общее количество таких судов до 597 (более 50% от общего количества «теневых перевозчиков», работавших с российской нефтью в 2022–2025 гг.). Кроме того, в 2025 г. впервые отмечены случаи физического задержания европейскими странами танкеров «теневых флотов», перевозивших российскую нефть³. Более того, 27 января 2026 г. представители 14 европейских стран выступили с официальным предупреждением в адрес танкеров, относящихся к так называемому «теневому

му флоту» России и плавающих в Балтийском и Северном морях⁴. В опубликованном документе подчеркивается, что суда обязаны ходить под флагом только одного государства и иметь на борту все необходимые документы, включая страховой полис. В противном случае корабли будут считаться судами, не имеющими государственной принадлежности, против которых могут применяться меры принудительной остановки и досмотра.

Таким образом, западные страны в 2025 г. не только усилили действующие

Избыток предложения нефти в 2025 г. аккумулировал Китай, ускорив пополнение своих стратегических и коммерческих резервов, которые к концу 2025 г. оценивались на уровне 1,3-1,4 млрд барр.

² Отметим, что к решению о понижении уровня «ценового потолка» для российской нефти не присоединились США.

³ 11 апреля Эстония задержала танкер Kiwala, который шёл за грузом нефти в Усть-Лугу и находился в санкционных списках ЕС и Великобритании, 27 октября властями Франции в Бискайском заливе был задержан танкер Vogasa, а 22 января 2026 г. – танкер Grinch в открытых водах Средиземного моря.

⁴ URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2026-01-27/european-nations-issue-warning-to-russia-linked-shadow-fleet>



Сопровождение танкера при заходе в порт

Источник: gasera.fi

ограничения, но и существенно расширили перечень инструментов санкционного давления на российский нефтяной экспорт: от блокирующих санкций в отношении российских нефтеэкспортеров до повышенных таможенных пошлин в отношении стран-покупателей российской нефти.

К сожалению, нельзя забывать и о возможных перспективах дальнейшего наращивания санкционного давления на Россию. Так, еще 1 апреля 2025 г. на рассмотрение Конгресса США был внесен законопроект о введении 500-процентных торговых пошлин на импорт в США товаров из всех стран, покупающих у России газ, нефть и другие природные ресурсы⁵. По состоянию на конец января 2026 г. законопроект не был принят или отклонен американским парламентом.

Кроме того, страны ЕС обсуждают возможность введения полного запрета на оказание морских (транспортных и страховых) услуг, необходимых для перевозки российской нефти европейскими компаниями, вне зависимости от стоимости российской нефти, экспортируемой в третьи страны. Ожидается, что данная мера может войти в готовящийся 20-й пакет антироссийских

санкций ЕС, который планируется к принятию в конце февраля 2026 г.

Если новые санкционные инициативы западных стран станут реальностью полностью или даже частично, то это может существенно осложнить морской экспорт российской нефти и привести к еще большему снижению его доходности в условиях профицита предложения углеводородов на мировом рынке.

Падение нефтегазовых доходов и рост ценовых дисконтов

Как уже упоминалось выше, российской нефтяной отрасли удавалось успешно справляться с большинством санкционных вызовов последних лет, но вплоть до 2025 г. адаптация к санкционному давлению западных стран происходила в условиях напряженного баланса мирового нефтяного рынка, когда высокая востребованность российской нефти позволяла находить эффективные экономические решения для обхода нерыночных отраслевых ограничений.

В 2025 г. усиление и расширение санкционного давления совпало с «затовариванием» мирового нефтяного рынка и со-

путствующим драматическим падением мировых цен на нефть. Как следствие, российская нефтяная отрасль столкнулась с падением экспортных доходов, необходимостью предоставления дополнительных ценовых дисконтов для стран-покупателей российской нефти и нарастающими транзакционными издержками, связанными с ростом стоимости фрахта и хранения непроданной нефти «на воде», а также усложнением финансово-страховых схем обеспечения российского нефтяного экспорта. Но обо всем по порядку.

Согласно предварительным оценкам Минфина России, нефтегазовые доходы по итогам 2025 г. составили 8,47 трлн руб., сократившись более чем на 23% г/г. Фактически они вернулись на уровень 2019 г. (8,9 трлн руб.), но их доля в общем объеме бюджетных поступлений составила лишь 23%, что является абсолютным минимумом в истории современной России. А в целом за последние пять лет (2021–2025 гг.) доля нефтегазовых доходов в общем объеме бюджетных поступлений страны сократилась почти вдвое: с 40 до 23% (рис. 4). Но при этом совокупные доходы российского бюджета по итогам 2025 г. не сократились, а даже немного подрос-

Даже геополитическая напряженность вокруг нефтяных поставок из Ирана и Венесуэлы, сформировавшаяся в начале 2026 г., лишь замедлила общий тренд на снижение мировых цен на нефть

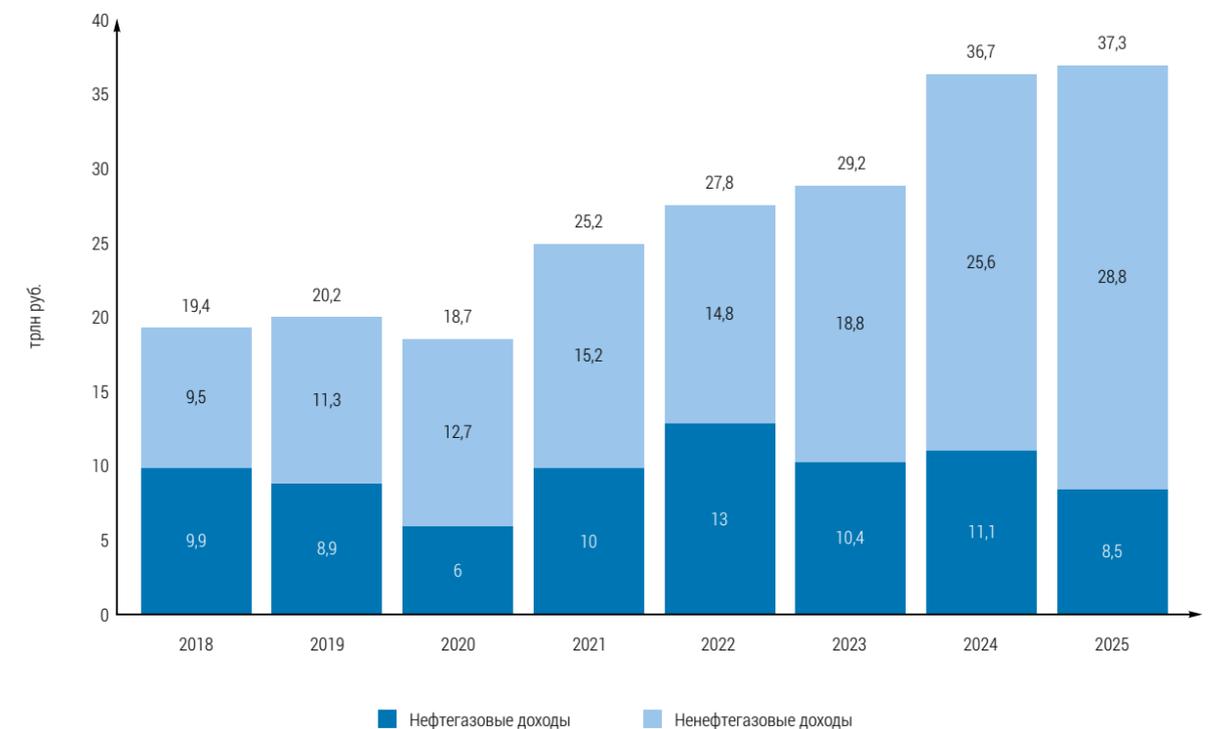
ли (+1,6% г/г), что свидетельствует об уже состоявшейся структурной перестройке российской экономики в пользу опережающего развития ее нефтегазового сектора (+12,5% г/г.).

Более того, надо понимать, что в перспективе ближайших нескольких лет российские нефтегазовые доходы будут оставаться на исторически низких уровнях из-за низких мировых цен на нефть, вызванных сложившимся системным переизбытком предложения.

«Затоваривание» мирового нефтяного рынка влияет и на ситуацию с российским

Рис. 4. Динамика бюджетных доходов РФ, 2018–2025 гг., трлн руб.

Источник: Институт энергетики и финансов по данным Минфина России



⁵ URL: <https://thehill.com/homenews/senate/5226312-bipartisan-senators-introduce-primary-secondary-russia-sanctions/>

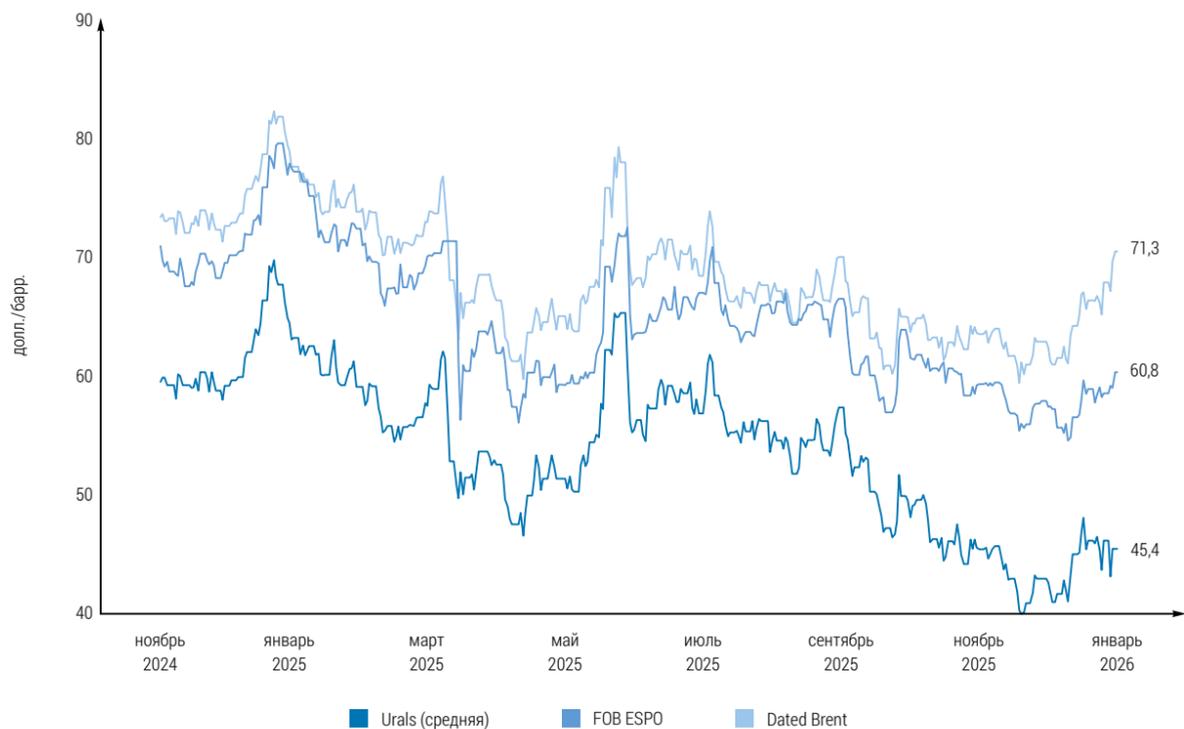


Рис. 5. Динамика цен на нефть (Brent, Urals, ESPO), долл./барр.

Источник: Eikon Refinitiv

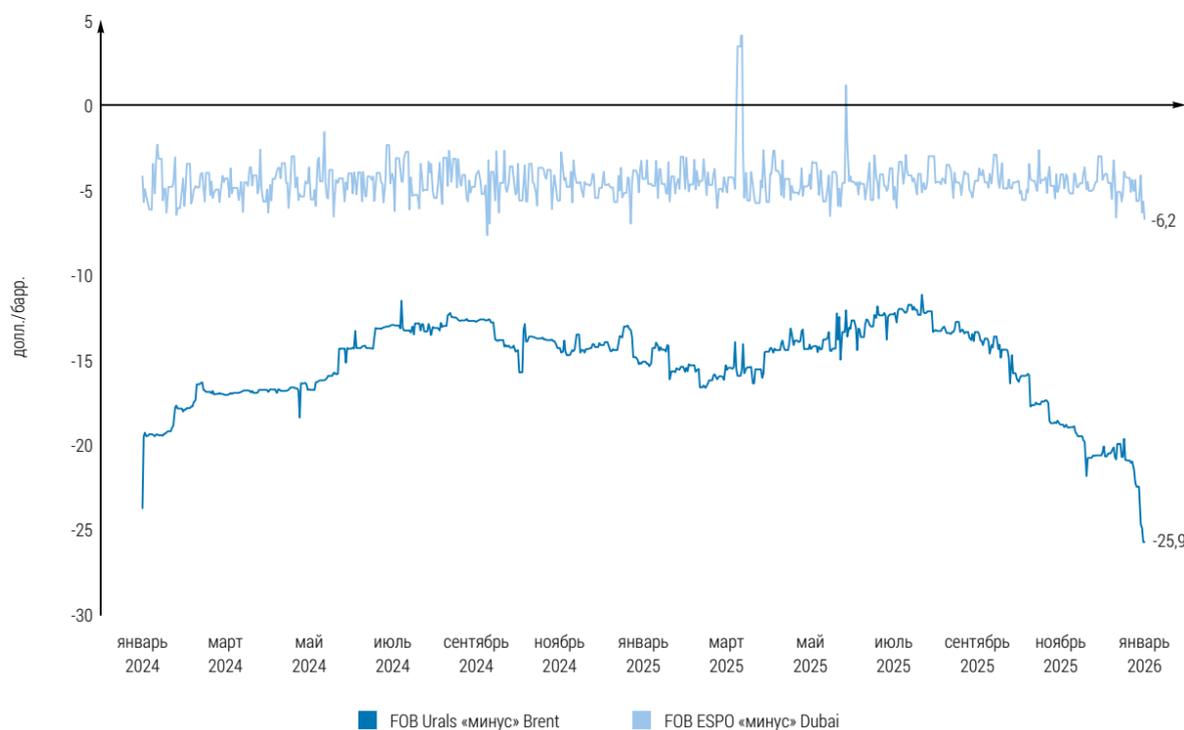


Рис. 6. Дисконты на экспортные сорта российской нефти, долл./барр.

Источник: Eikon Refinitiv

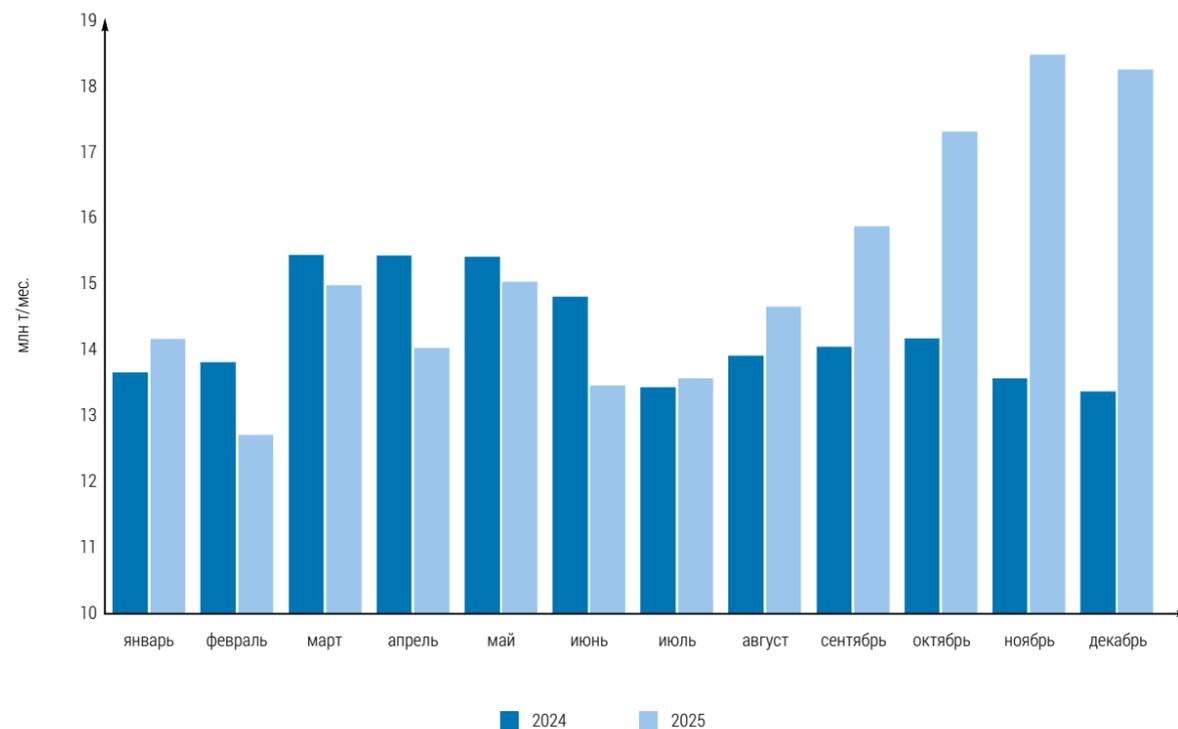


Рис. 7. Динамика морского экспорта нефти из РФ, 2024–2025 гг., млн т/мес.

Источник: Eikon Refinitiv

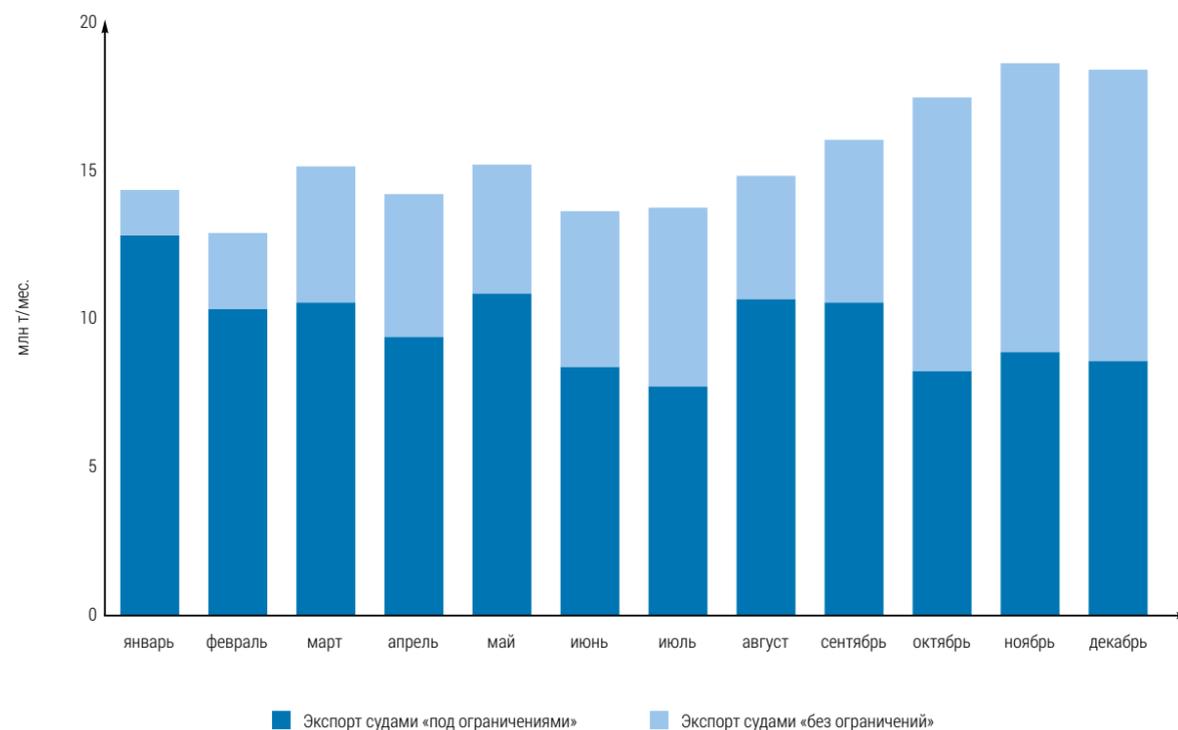


Рис. 8. Морские перевозки нефти из РФ судами «теневого флота», 2025 г., млн т/мес.

Источник: Eikon Refinitiv

нефтяным экспортом, поддерживать который в условиях нарастающего санкционного давления возможно лишь за счет предоставления дополнительных скиндов к цене российской нефти.

Так, только за период с января 2025 г. по январь 2026 г. цена российской нефти упала с 63 до 45 долл./барр. (-28% г/г), а ценовой дисконт Urals к Brent вырос в 1,7 раза: с 15 до 26 долл./барр. (рис. 5 и 6).

При этом по итогам 2025 г. совокупный морской экспорт нефти из РФ в абсолютных цифрах даже вырос по сравнению с 2024 г. и составил 181 млн т (+6,5% г/г) – рис. 7, а доля «теневого флота» в перевозках российской нефти в среднем по году превысила 62% (рис. 8).

Таким образом, для российской нефтяной отрасли основными последствиями усиления санкционного давления в условиях «затоваривания» мирового нефтяного рынка и сопутствующего снижения мировых цен на нефть в 2025 г. стали: существенное падение отраслевых доходов и необходимость предоставления дополнительных скиндов покупателям российской нефти. При этом объемные показатели морского нефтяного экспорта из России даже выросли по сравнению с показателями 2024 г. Также стоит отметить, что

снижение экспортных цен на российскую нефть во втором полугодии 2025 г., которые опустились ниже уровня «ценового потолка» западных стран, вновь сделало привлекательными ее перевозки европейскими компаниями, в октябре-декабре заметно потеснившими на рынке фрахта суда «теневого флота» (рис. 8).

Китай становится доминирующим покупателем российской нефти

По итогам января 2026 г. морской экспорт российской нефти оставался на высоком уровне (3,18 млн барр./сут.), превышая показатели аналогичного периода последних двух лет на 5–7%. Но вот в структуре экспорта в разрезе стран – покупателей российской нефти стали заметны весьма показательные сдвиги (рис. 9).

Напомним, что с января 2023 г. после вступления в силу эмбарго ЕС на поставки российской нефти (с 5 декабря 2022 г.), ключевыми покупателями российской нефти стали три страны (Китай, Индия и Турция), на долю которых приходилось 97–98% российских нефтяных поставок в 2023–2025 гг. При этом доля Китая

Рис. 9. Морской экспорт нефти из России, млн барр./сут.

Источник: Eikon Refinitiv

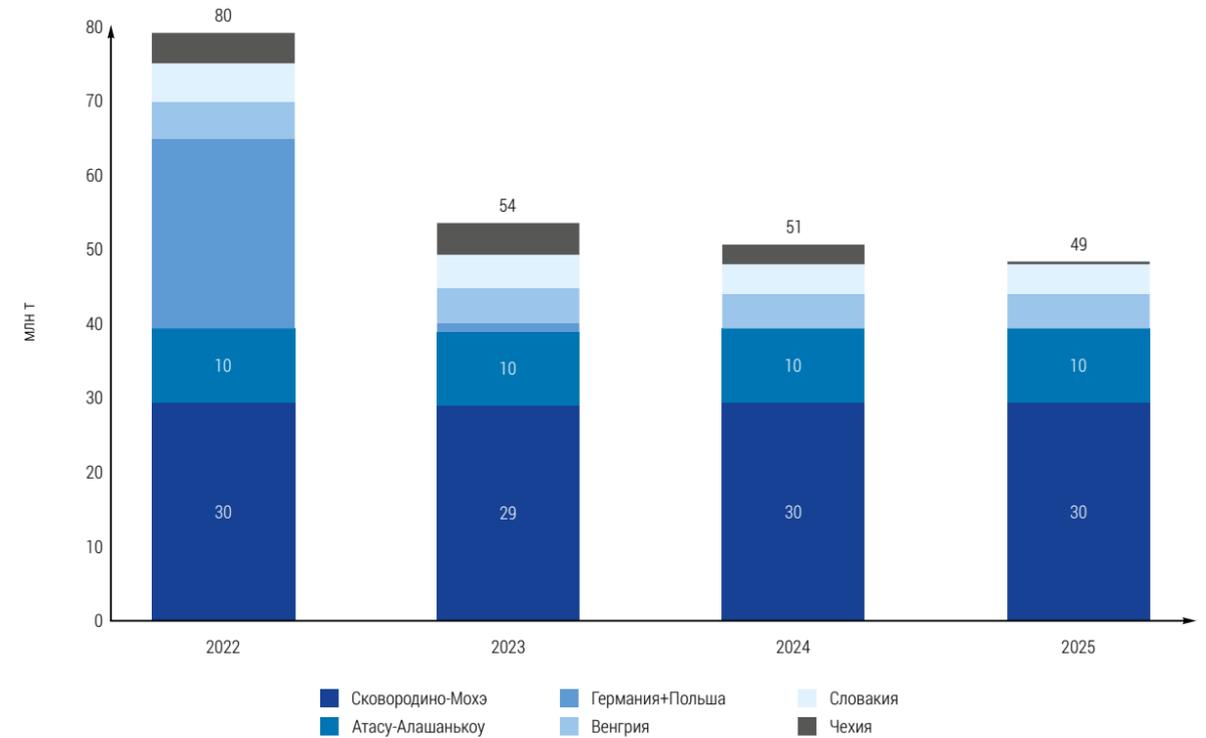
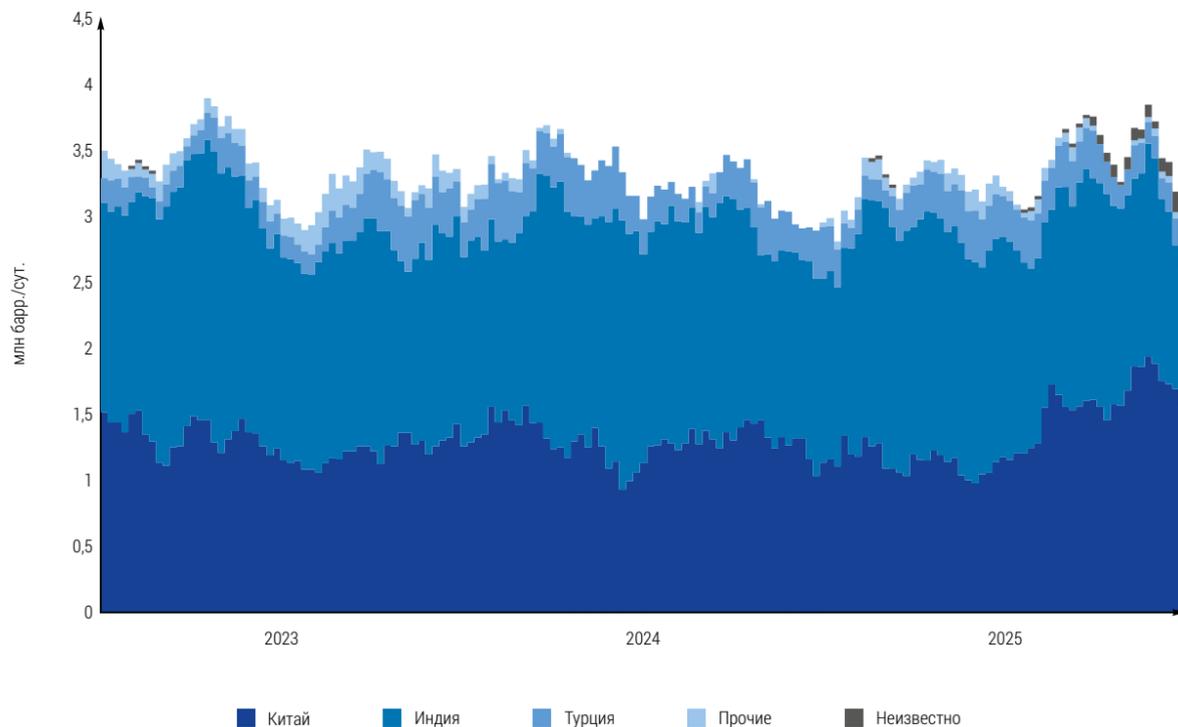


Рис. 10. Трубопроводный экспорт нефти из России, млн т

Источники: оценки ИЭФ по данным Bloomberg, «Транснефть»

в морском экспорте российской нефти последовательно снижалась (с 48% в 2023 г. до 38% в 2025 г.), а Индии (с 44 до 47%) и Турции (с 5 до 13%) – росла.

Однако, начиная с декабря 2025 г. поставки российской нефти в Индию и Турцию стали заметно сокращаться, а поставки в Китай, напротив, снова росли. Так, по итогам января 2026 г. доля Китая в морских поставках российской нефти вновь выросла до показателей января 2023 г. (49%), а Индии и Турции – сократилась до 33% и 5% соответственно. Еще 11 январских поставок российской нефти пока не обрели своих конечных покупателей, но с учетом опыта последних недель, весьма вероятно, что конечным пунктом назначения этой нефти также станет Китай.

Ключевой причиной наблюдаемых изменений в географии экспортных поставок российской нефти является давление западных стран. Так, Турция и Индия с 21 января 2026 г. не могут поставлять в страны ЕС нефтепродукты, если они произведены из российской нефти, а Индия к тому же находится под давлением повышенных таможенных пошлин США, введенных еще в августе 2025 г. опять-таки за импорт российской нефти.

Более того, по итогам телефонных переговоров лидеров США и Индии 1 февраля американский президент в числе прочего заявил о якобы согласии Индии отказаться от поставок российской нефти в пользу увеличения закупок нефти из США и потенциально из Венесуэлы в обмен на снижение торговых пошлин с текущих 50 до 18%⁶.

Как следствие, танкеры с российской нефтью сорта Urals вот уже второй месяц накапливаются в прибрежных водах Омана и Индии, ожидая разгрузки в индийских портах или перенаправления в Китай.

Нефтегазовые доходы в 2025 г. составили 8,47 трлн руб., сократившись на 23%. Фактически они вернулись на уровень 2019 г., но их доля в общем объеме бюджетных поступлений составила лишь 23%

⁶ URL: <https://ria.ru/20260202/indiya-2071810439.html>



Сварка шва отвода от ВСТО на Китай

Источник: vostok.transneft.ru

По данным Bloomberg, в море уже накопилось почти 140 млн барр. российской нефти⁷, что вынуждает ее трейдеров постепенно распродавать эти партии со скидкой в Китай.

Как известно, Китай традиционно является основным покупателем российской нефти восточных (ESPO, Sokol) и арктических (ARCO) сортов, поскольку логистика поставок нефти сорта Urals из портов европейской части России ранее делала их экономически нецелесообразными. Но сегодня ценовые дисконты, предлагаемые Китаю трейдерами российской нефти сорта Urals, достигают 10 долл./барр.,⁸ что делает такие поставки выгодными Китаю, но за счет снижения их экспортной доходности для России.

Также не следует забывать, что Китай доминирует и в трубопроводных поставках российской нефти, обеспечивая 78% российского трубопроводного экспорта через систему нефтепроводов «Восточная Сибирь – Тихий океан» (ВСТО) и транзитом через Казахстан в объеме до 40 млн т/год.

⁷ URL: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2026-01-27/russia-oil-exports-get-stuck-at-sea-amid-pullback-by-indian-refiners>
⁸ Еще в августе 2025 г. российская нефть сорта Urals продавалась в Китай с премией в 1 долл./барр. по отношению к цене нефти сорта Brent.

Таким образом, если в 2025 г. на Китай приходилось 43% совокупного российского нефтяного экспорта, то уже в 2026 г. его доля может превысить 50%. Более того, с учетом наблюдаемых тенденций по сокращению морских поставок российской нефти в Индию и Турцию, а также полного прекращения поставок нефти из России в страны Евросоюза с конца 2027 г.⁹, доминирование Китая как главного покупателя российской нефти будет только усиливаться. И Россия рискует повторить судьбу Ирана, нефтяной экспорт которого сегодня полностью зависит от одного покупателя – Китая.

Перспективы добычи и экспорта нефти до 2030 г.

Переизбыток нефти на мировом рынке в условиях нарастания санкционного давления на российскую нефтянку формирует не просто внешние условия для развития отрасли, но фактически задает их производственно-экономические рамки как минимум на среднесрочную перспективу.

Так, традиционно перспективы развития российской нефтедобычи рассматри-

⁹ URL: <https://tass.ru/ekonomika/26321745>

вались сквозь призму внутренних вызовов и возможностей, связанных с изменением ее географии (сдвиг в Арктику, Восточную Сибирь и Дальний Восток) и качества запасов, вовлекаемых в разработку (переход на освоение ТриЗ), а также с высоким уровнем отраслевой зависимости от зарубежных технологических решений, особенно в условиях санкционного давления последних лет. Соответственно, и дискуссии об отраслевых перспективах сводились к анализу технико-экономических особенностей будущей добычи и поиску решений для ее стимулирования в виде различных мер государственной поддержки (расширение периметра налоговых льгот, переход на НДС, стимулирование технологических инноваций и импортозамещения и пр.). При этом, ни в коем случае не умаляя значимость упомянутых выше отраслевых вызовов, как-то замалчивался вопрос будущего спроса на российскую нефть. Точнее, обсуждались структурные изменения спроса на мировом нефтяном рынке в контексте его смещения в страны Южной Азии и АТР, но никогда не ставился вопрос о возможных ограничениях спроса на российскую нефть на внешних рынках. И этому было логическое объяснение, поскольку даже в условиях эмбарго западных стран рос-

Вид на порт Тяньцзинь со стороны реки Хайхэ

Источник: [Chinalmages / depositphotos.com](http://Chinalmages.depositphotos.com)

«Затоваривание» мирового нефтяного рынка влияет и на российский экспорт, поддерживать который в условиях нарастающего санкционного давления возможно лишь за счет дополнительных дисконтов

оссийская нефть в 2022–2025 гг. находила новых покупателей на взаимовыгодных экономических условиях. Но это было возможно в условиях напряженного баланса мирового нефтяного рынка, тогда как в условиях формирующегося сегодня избытка предложения и новых санкционных ограничений против российских нефтеэкспортеров и стран – покупателей российской нефти вопрос потенциала внешнего спроса на российскую нефть стал как никогда актуальным.

Напомню, что российская нефтяная отрасль исторически является экспорто-ориентированной. Так, по итогам 2024 г.

В 2025 г. на Китай приходилось 43% российского нефтяного экспорта, а в 2026 г. его доля может превысить 50%. Россия рискует повторить судьбу Ирана, чей экспорт зависит только от Китая

совокупный экспорт нефти (240 млн т) и нефтепродуктов (125 млн т) составил 70% российской нефтедобычи (365 из 516 млн т), лишь 30% добытой в стране нефти было направлено на нужды внутреннего рынка. По итогам 2025 г. это соотношение принципиально не изменилось.

Но принципиально изменились внешние условия, когда резко сократившееся после 2022 г. число стран – покупателей российской нефти имеет возможность выбора поставщиков в условиях профицита предложения на глобальном рынке и дальнейшего нагнетания санкционного давления на Россию. Подтверждением это-

го стали действия Индии и Турции, которые с конца 2025 г. начали активно замещать российскую нефть в своих закупках нефтяного сырья. При этом новых покупателей российской нефти не появилось, и мы вынуждены предлагать Китаю не востребовавшиеся Индией объемы нефтяного сырья с существенными ценовыми дисконтами.

Исходя из вышесказанного, получается, что главным вызовом для российской нефтянки, как минимум в среднесрочной перспективе, служит ограниченный потенциал внешних рынков сбыта. И понимание этого в корне меняет наши представления о перспективах развития отрасли, поскольку внутренние потребности страны в нефтяном сырье мы с лихвой обеспечиваем без необходимости наращивания добычи нефти.

Таким образом, мы не видим оснований для сколько-нибудь заметного роста добычи нефти в стране, поскольку он не будет обеспечен спросом на внешних рынках. Более того, есть опасения, что в новых внешних условиях существуют риски сокращения экспорта российской нефти, в первую очередь, в Индию и Турцию, которое в полной мере не будет компенсировано дополнительными поставками в Китай или на рынки других стран Гло-

Рис. 11. Прогноз добычи нефти в России на период до 2030 г., млн т

Источники: Минэнерго, расчеты автора

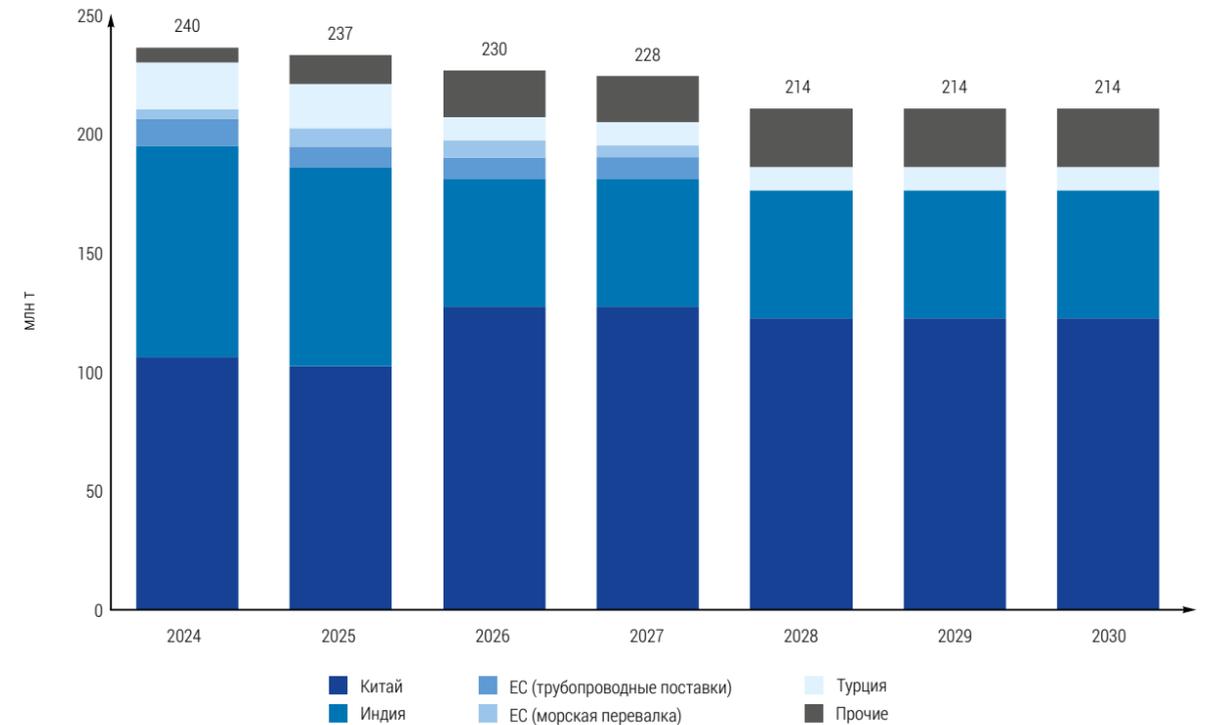
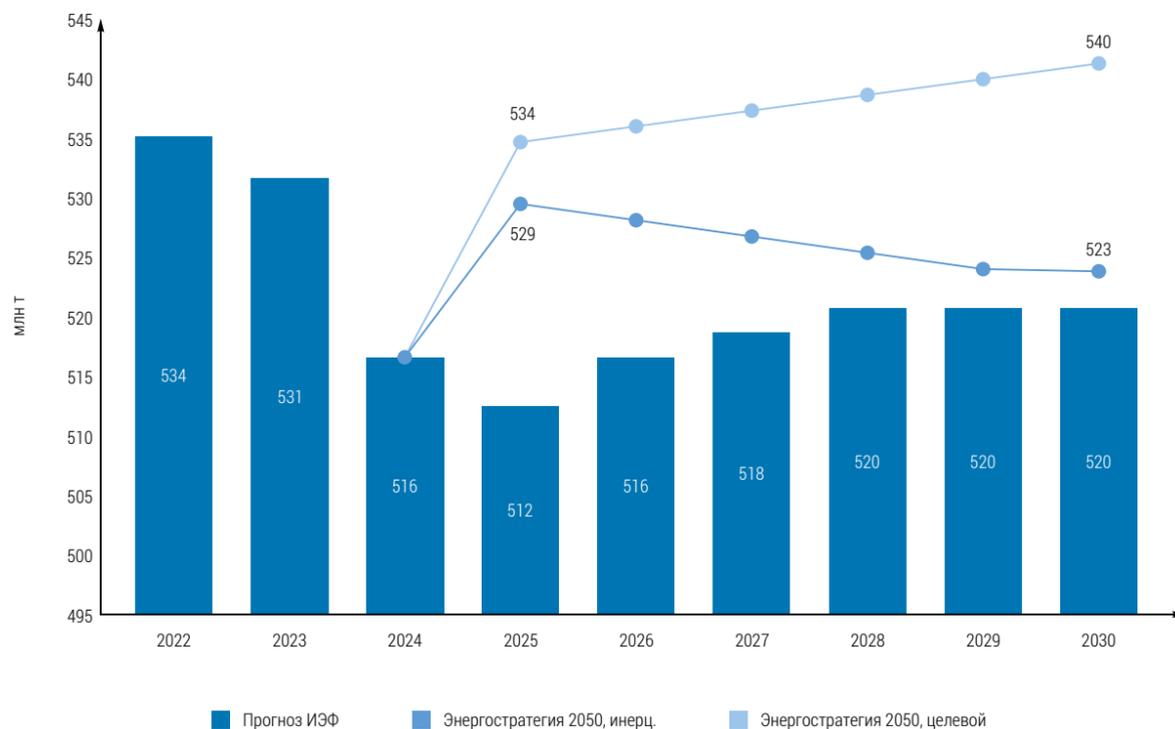


Рис. 12. Прогноз экспорта нефти из России на период до 2030 г., млн т

Источники: Eikon Refinitiv, Bloomberg, расчеты автора

бального Юга. Как следствие, в перспективе до 2030 г. динамика добычи нефти в России будет стагнировать и вряд ли превысит 520 млн т в год (рис. 11). При этом экспорт нефти может «просесть» с текущих 237–240 до 214–215 млн т в год (рис. 12), а доля Китая в его структуре может достичь или даже превысить 60%.

Вместо заключения

Ближайшие пять лет для российской нефтегазовой отрасли будут непростыми в силу фундаментальных изменений внешних условий, сохранения и даже возможного усиления санкционного давления, а также завершения экспортной переориентации отрасли с Запада на Восток.

Так, профицит нефти на мировых рынках, а также сохраняющееся санкционное давление на экспорт российских углеводородов будут поддерживать устойчиво низкие цены на российскую нефть. При этом нефтегазовые доходы утратят свою системную значимость для российского бюджета и будут обеспечивать не более 20–22% доходной части бюджета страны.

Завершение экспортной переориентации отрасли с Запада на Восток усилит

нашу стратегическую зависимость от Китая как ключевого покупателя российских углеводородов, который к тому же будет способен диктовать цены на них.

И здесь мы рискуем повторить судьбу Ирана, который после восстановления санкций США в 2018 г. оказался в полной зависимости от Китая как единственного покупателя своей нефти в условиях отказа от нее других стран из-за опасения вторичных санкций США. Пока же развитие событий вокруг российского нефтяного экспорта в Индию и Турцию, который сокращается и диверсифицируется под давлением США и ЕС, лишь подтверждает эти опасения. Более того, на возможность реализации иранского сценария в отношении России указывают и готовящиеся санкционные инициативы США и ЕС в части введения 500-процентных таможенных пошлин для всех стран – покупателей российских углеводородов, а также возможного полного запрета для европейских стран на оказание морских услуг по транспортировке российской нефти.

В этих условиях ограниченный потенциал внешних рынков сбыта становится ключевым фактором, сдерживающим развитие не только экспорта российских



Добыча нефти в Иране

Источник: theconversation.com

нефтеналивных грузов, но и самой добычи нефти. В связи с этим, сегодня принципиально важно осознать значимость описанных выше вызовов и стремиться не просто к адаптации отрасли новым внешним условиям, а к переосмыслению задач ее дальнейшего развития аналогично тому, как экономика России уже преодолела критическую зависимость от нефтегазовых доходов, сформировав новые драйверы ненефтяного роста для дальнейшего движения вперед.

В этом смысле сохранение отраслевой устойчивости в среднесрочной перспективе, очевидно, потребует ускоренного завершения формирования финансово-логистического контура внешней торгов-

ли углеводородами, нечувствительного к западным санкциям и ограничениям (морские и сухопутные торговые коридоры БРИКС, взаиморасчеты в национальных цифровых валютах, создание логистических и страховых компаний БРИКС и пр.), создания российского нефтяного бенчмарка и организации спотовой и срочной торговли российской нефтью без привязки к текущим мировым нефтяным котировкам, укрепления инвестиционно-технологических альянсов в нефтегазовой сфере с дружественными и нейтральными государствами.

Но самое главное – это полноценная опора на внутренний рынок и его потребности как двигателя спроса на продукцию нефтяной отрасли, в т. ч. с высокой добавленной стоимостью. Полноценная реализация этой задачи позволит перейти от экстенсивного пути развития российской нефтянки, ориентированного на постоянный рост добычи и экспорта сырья, к интенсивному пути, в основе которого будет лежать максимизация отраслевых доходов через развитие глубокой переработки нефти и производства широкой линейки нефтехимической продукции, а также, возможно, извлечения полезных попутных элементов, в т. ч. лития, востребованных цифровой экономикой завтрашнего дня.

В перспективе до 2030 г. динамика добычи нефти в России будет стагнировать и вряд ли превысит 520 млн т в год, а экспорт нефти может «просесть» с текущих 237-240 до 214-215 млн т в год

более

67 000 км

совокупная длина всех трубопроводов компании

**ПАО «ТРАНСНЕФТЬ» —**

**крупнейшая в мире
трубопроводная
компания в области
транспортировки нефти
и нефтепродуктов**

123112, г. Москва,
Пресненская набережная, д. 4, стр. 2,
башня «Эволюция»
+7 (495) 950-81-78

Эффективность исполнения недропользователями требований проектных документов на разработку месторождений углеводородов

Improving compliance of subsidiary users with project document requirements for hydrocarbon deposit development

Сергей ЛЕВКОВИЧ

Доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, к. т. н., Тюменский индустриальный университет, слушатель программы ДРА Президентской академии (РАНХиГС)
E-mail: levkovichsv@tyuiu.ru

Андрей КОПЫТОВ

Директор автономного учреждения Ханты-Мансийского автономного округа – Югры «Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана», к. т. н.
E-mail: agkopytov@mail.ru

Ирина ОСИНОВСКАЯ

Доцент кафедры менеджмента в отраслях топливно-энергетического комплекса, к. э. н., Тюменский индустриальный университет
E-mail: osinovskaya79@mail.ru

Sergey LEVKOVICH

Associate Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields of Tyumen Industrial University, Candidate of Technical Sciences
E-mail: levkovichsv@tyuiu.ru

Andrey KOPYTOV

Director of the Autonomous Institution of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug – Yugra «Scientific and Analytical Center for Rational Subsoil Use named after V. I. Shpilman», Candidate of Technical Sciences
E-mail: agkopytov@mail.ru

Irina OSINOVSKAYA

Associate Professor of the Department of Management in the Branches of the Fuel and Energy Complex of Tyumen Industrial University, Candidate of Economics
E-mail: osinovskaya79@mail.ru

Аннотация. В статье представлены результаты анализа исполнения недропользователями требований проектных документов на разработку месторождений углеводородов. Выявлено, что в среднем по 70% лицензионных участков происходит переутверждение проектных документов и перенос сроков разбуривания на более поздние, тем самым осуществляется выборочная отработка полезных ископаемых. Данная практика приводит к невыполнению планов по объемам добычи углеводородов, изменению рентабельности извлечения запасов в худшую сторону и в конечном итоге к потерям дохода государства. Одними из причин сложившейся ситуации обозначены несовершенство нормативно-правовых актов, а также наличие пробелов в системе контроля за исполнением проектных документов со стороны государства. По мнению авторов, сложившаяся ситуация приводит к искажению данных на этапе формирования долгосрочных прогнозов по добыче углеводородов, а именно завышению ожиданий относительно объемов их добычи, что в последствии найдет свое отражение в прогнозном федеральном бюджете и прогнозных объемах налоговых поступлений от нефтегазовой отрасли. Решение проблемы возможно посредством выстраивания непрерывного мониторинга за соблюдением сроков разбуривания месторождений углеводородов и отклонении запросов на переутверждение проектных документов без обоснованных на то причин. В работе предлагается система мониторинга выполнения недропользователем обязательств по соблюдению требований технических проектов в отношении эксплуатационного объекта. Акцентируется внимание на необходимости выстраивания диалога с целью согласования интересов в периметре «недропользователь – государство – общество». В качестве предлагаемых мер разрешения сложившейся ситуации обозначена целесообразность усиления ответственности недропользователей посредством ввода штрафных санкций, а также пересмотра процедуры продления лицензий, делая её более жесткой и связанной с реальным выполнением работ.
Ключевые слова: недропользователь, проектные документы, государство, налоговые поступления, управление, нефтегазовые доходы, бюджет, нефтяное месторождение.

Abstract. The article presents the results of an analysis of the implementation of the requirements of project documents for the development of hydrocarbon fields by subsoil users. It has been revealed that, on average, 70 percent of the licensed areas undergo reapproval of project documents and postponement of drilling dates to later periods, resulting in dilution and selective mining of minerals. This practice leads to non-compliance with plans for hydrocarbon production volumes, a decrease in the profitability of reserves extraction, and ultimately to losses for the state. One of the reasons for this situation is the imperfection of legal acts, as well as the existence of gaps in the system of state control over the implementation of project documents. According to the authors, the current situation leads to data distortion at the stage of forming long-term forecasts for hydrocarbon production, namely, overestimation of expectations regarding the volume of hydrocarbon production, which will subsequently be reflected in the projected federal budget and projected volumes of tax revenues from the oil and gas industry. The solution to this problem can be achieved by establishing continuous monitoring of the drilling deadlines for hydrocarbon fields and rejecting requests for reapproval of project documents without valid reasons. The paper proposes a system for monitoring the compliance of subsurface users with the requirements of technical projects for operational facilities. Attention is focused on the need to build a dialogue in order to coordinate interests within the framework of "subsoil user – state – society". As a proposed measure to resolve the current situation, it is indicated that it is expedient to strengthen the responsibility of subsoil users by introducing penalties, as well as to revise the procedure for renewing licenses, making it more stringent and related to the actual performance of work.
Keywords: subsurface user, project documents, government, tax revenues, management, oil and gas revenues, budget, oil field.



Геологические исследования

Источник: ntkgross.ru

Введение

В настоящее время роль нефтегазового сектора в экономике страны по-прежнему остается достаточно высокой, что подтверждается динамикой уровня налоговых поступлений в бюджет государства. Так, по итогам 2024 г. нефтегазовые доходы федерального бюджета составили 11,13 трлн руб. [1]. Формирование бюджетных поступлений от нефтегазового сектора происходит за счет налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ), налога на дополнительный доход (НДД), а также экспортных пошлин. При этом основная часть посту-

плений приходится на НДПИ: в 2022 г. они составили 71,7% всех нефтегазовых доходов (без учета расходов на выплаты по обратному акцизу), в 2023 г. этот показатель увеличился до 80,7% [2].

Сохранение тенденции относительно высокой роли нефтегазового сектора в пополнении федерального бюджета будет носить долгосрочный характер, что отражено в Энергетической стратегии РФ на период до 2050 г. [3]. Это предопределяет актуальность вопросов, связанных с добросовестным соблюдением недропользователями всех требований и условий лицензионных соглашений, согласно которым они имеют право на осуществление разработки участков недр.

В данном направлении существует ряд достаточно острых проблем, которые требуют оперативного решения. Объектом исследования является Ханты-Мансийский автономный округ – Югра (ХМАО – Югра), на территории которого действует 14% от общего количества выданных в РФ лицензий на право пользования недрами с целью поиска, геологического изучения и добычи УВС. В целом на ВИНК, осуществляющих деятельность на территории округа, приходится 462 лицензии на нефтяные участки, НР (совмещенная: поиск – ге-

ХМАО выступает главным нефтедобывающим регионом России, обеспечивая примерно 40% от общего объема добычи по стране. Доходы от нефтедобычи составляют свыше 70% регионального бюджета

ологическое изучение – разведка – добыча), НП (поисковая с правом пролонгации в НР в случае открытия месторождения или залежи), а независимые недропользователи имеют 115 разрешений на право пользования недрами. При этом по типу лицензий они обладают 11% – на добычу УВС, 17% – разведочными и 47% – поисковыми, что говорит об их достаточно активной лицензионной деятельности. В настоящее время первоочередной задачей для предприятий топливно-энергетического комплекса Ханты-Мансийского автономного округа – Югры является поддержание добычи нефти на уровне 205–215 млн т в год [4–5].

По состоянию на 01.01.2025 г. на территории ХМАО – Югры действует 579 лицензий на право пользования недрами. Из них [6]:

- лицензии на добычу нефти и газа (НЭ) – 273 лицензии;
- лицензии на геологическое изучение, поиск, разведку и добычу (НР) – 183 лицензии;
- лицензии на геологическое изучение с целью поисков и оценки углеводородного сырья (НП) – 120 лицензий;
- лицензии на разработку технологий геологического изучения, разведки

и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых, разведку и добычу таких полезных ископаемых (НТ) – 2 лицензии;

- лицензии на эксплуатацию подземного хранилища газа (ПЭ) – 1 лицензия.

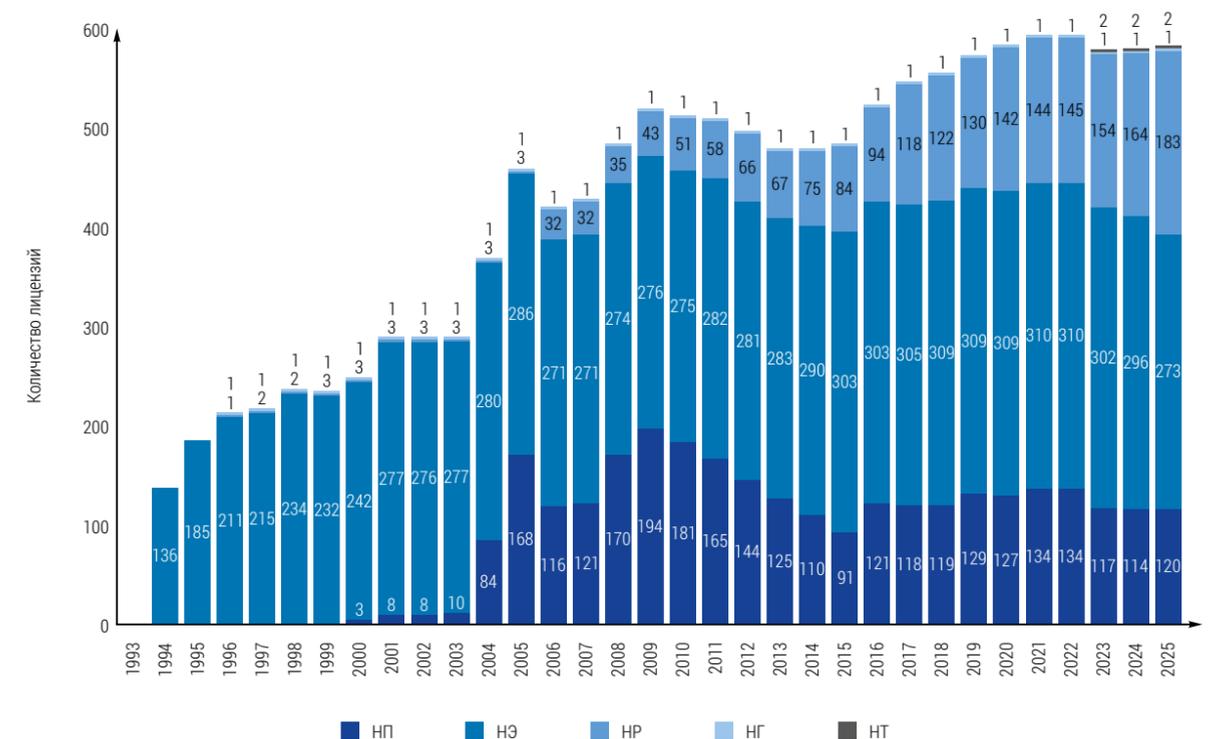
Динамика количества лицензий на право пользования недрами ХМАО – Югры представлена на рис. 1.

Ханты-Мансийский автономный округ выступает главным нефтедобывающим регионом России, обеспечивая примерно 40% от общего объема добычи по стране. Доходы от нефтедобычи составляют свыше 70% регионального бюджета. В Югре в 2022 г. объем добычи составил 223,1 млн т, что на 3,4% превышает уровень 2021 г. [7].

Методики исследования

Исследование опирается на ретроспективный анализ достаточно большого объема информации об исполнении недропользователями требований проектных документов на разработку месторождений углеводородов, начиная с 2008 г., а также на системный анализ статистической информации, размещенной на официальном сайте Министерства

Рис. 1. Динамика количества лицензий на право пользования недрами ХМАО – Югры [6]



природных ресурсов и экологии Российской Федерации. Статистический анализ информации позволил выявить сформировавшиеся тренды в области отклонений количества фактически пробуренных скважин от утвержденных в проектных документах и сделать долгосрочные прогнозы на основе их экстраполяции и предположении о сохранении данной тенденции в прогнозном периоде.

Критический анализ публикаций по теме исследования позволил достаточно всесторонне изучить степень проработки исследуемой проблематики в научных трудах отечественных и зарубежных авторов.



Добыча нефти в ХМАО

Источник: Dyshlyuk / depositphotos.com

Исследование проблем разработки нефтяных месторождений в разных аспектах прослеживается в публикациях представителей академической науки, научно-исследовательских институтов, аналитических агентств. Экспертные мнения высказывают представители органов власти и бизнес-среды. Так, в работах Янина А. Н., Янина К. Е., Классен Е. В. рассмотрены экономические аспекты оценки эффективности разработки нефтяных месторождений Западной Сибири, а также направления повышения качества подготовки проектной документации для разработки месторождений. Приведены результаты ретроспективного анализа и прогноз объемов нефтедобычи по России и ХМАО – Югре

в 2015–2020 гг. [8]. Взаимодействие между государством и недропользователями в процессе разработки и вывода из эксплуатации нефтегазовых месторождений как важный фактор рационального использования природных ресурсов рассматривается в работе Д. Климова, М. С. Розмана, А. Р. Шахраманьян [9].

Экономические аспекты разработки месторождений углеводородов, а также вопросы государственного регулирования прослеживаются в работах Смоляка С. А., Богаткиной Ю. Г., Еремина Н. А., Сарданашвили О. Н. [10–12]. Техно-экономические аспекты вынужденного сокращения добычи нефти отражены в работе Вахитова Р. Н., Колесника Е. В., Самсонова Р. О. [13].

Методологическая основа проведения технико-экономической оценки с учетом конкретных отраслевых аспектов (вероятность оценки подтвержденных запасов, определение основных технологических параметров разработки нефтяного месторождения и т. д.) с применением цифрового инструментария представлена в работе Ильинского А., Афанасьева М., Меткина Д. [14].

Проблемы в области проведения экспертизы проектной документации на проведение геологоразведочных работ на углеводородное сырье, обусловленные отсутствием отдельного нормативного акта, который устанавливал бы последовательность проведения геологоразведочных работ на нефть и газ в Российской Федерации, связанных с изучением нефтегазоносности, геологическим изучением, оценкой, разведкой и разработкой нефтяных и газовых месторождений (залежей) освещаются в работе Тубденова В. Г. [15]. Проектная документация на геологическое изучение недр рассматривается в качестве одного из механизмов государственной разрешительной системы.

В зарубежных публикациях также поднимаются вопросы соблюдения сроков бурения скважин, зафиксированных в документах (договоре аренды), например, работа Herrnstadt E., Kellogg R., Lewis E. [16]. Отдельные аспекты нарушений условий договора или лицензии и возможные последствия для недропользователя рассматриваются в работе Ли Фанг, Н. Амирова, С. Адилгазы на примере практик Китайской Народной Республики и Республики Казахстан [17].

Анализ опубликованных работ по теме исследования показал, что рассматриваемый вопрос в научном сообществе не-



Строительство зимника в ХМАО

Источник: rutube.ru / Телеканал «Югра»

достаточно полно изучен и представлен, хотя данная проблематика в контексте допустимых отклонений фактической добычи от проектной поднималась еще в 2005 г. А. Н. Яниным [18].

Интересен опыт по разработке классификаторов отступлений от требований нормативных документов нефтегазовой сферы [19], который может быть адаптирован и к вопросам выполнения требований проектных документов при разработке нефтяных месторождений.

Учитывая то, что решение исследуемой проблемы сопряжено с поиском баланса интересов между различными группами от недропользователя, государства до общества в целом, то требуют внимания вопросы, отраженные в работе Хэнсона Э., Нвакиле Ч. и др. [20], связанные с тремя ключевыми принципами: сотрудничество, взаимодействие с заинтересованными сторонами и соответствие нормативным требованиям, которые имеют решающее значение для стимулирования инноваций и достижения операционного успеха в энергетическом секторе.

При проектировании разработки месторождений углеводородного сырья необходимо обеспечить согласование интересов в периметре «недропользова-

тель – государство – общество». В рамках этого процесса решаются задачи проектного управления комплексным освоением месторождения, а именно определение рациональных сроков освоения, выбора оптимального варианта реализации проекта, а также ликвидации объектов на завершающей стадии. Процесс освоения месторождений охватывает десятки лет, сопряжен с влиянием различных факторов как внутренней, так и внешней среды, что предопределяет необходимость постоянного и системного мониторинга за соблюдением интересов всех участников данного процесса в обозначенном периметре.

Ретроспективный анализ проектных документов показал, что в среднем по 70% лицензионных участков ХМАО происходит переутверждение проектных документов и перенос сроков разбуривания

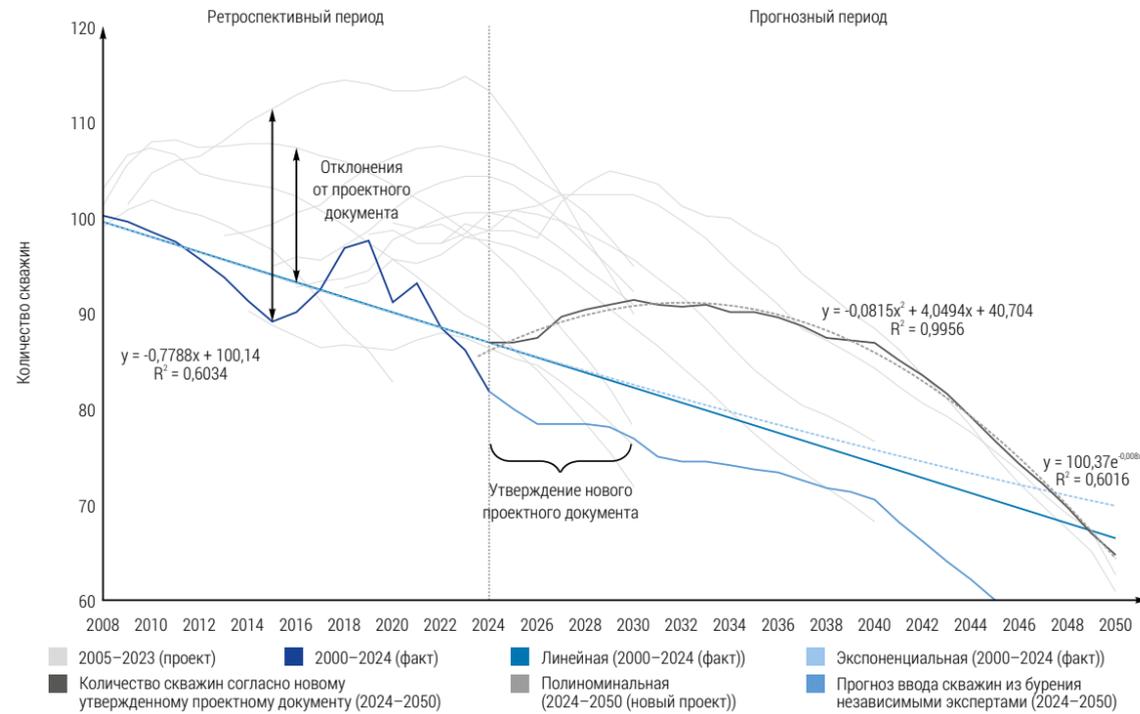


Рис. 2. Модельное представление ретроспективных и прогнозных результатов исследования в части отклонений количества фактически пробуренных скважин от утвержденных в проектных документах

Обзор ретроспективных и прогнозных результатов исследования

Ретроспективный анализ проектных документов и фактического их исполнения в части ввода скважин в эксплуатацию согласно первоначально выданным лицензиям показал, что в среднем по 70% лицензионных участков ХМАО – Югры происходит переутверждение проектных документов и перенос сроков разбуривания на более поздние.

Результаты исследования на уровне модельного представления ретроспектив-

ных и прогнозных данных в части отклонений количества фактически пробуренных скважин от утвержденных в проектных документах отражены на рис. 2.

Согласно данным на рис. 2 видно, что отдельные недропользователи отступают от утвержденного в проектном документе количества ввода новых скважин в эксплуатацию на протяжении достаточно длительного периода времени. Они выбирают стратегию переутверждения проектного документа по лицензионному участку и смещения сроков разбуривания месторождения на более поздние, что непосредственно приводит к падению объемов добычи углеводородов, потере дохода государства. Сформировавшаяся тенденция в ретроспективном периоде, отраженная на рис. 2 с 2008 по 2024 гг. (а по факту анализ проводился, начиная с 2000 г.), может быть взята за основу для составления прогноза и продления ее в будущие периоды.

Как отражено на рис. 2, прогнозная модель может быть линейной или экспоненциальной. Обе модели дают достаточно близкие результаты. Необходимо отметить, что модели для получения более точных результатов на ближайший краткосрочный период должны обновляться

за счет постоянного включения в них фактических данных по пробуренным скважинам в новых периодах. Если формировать модель для прогноза по новым утвержденным проектным документам, то прогнозную модель целесообразно выбрать на уровне полиномиальной. В долгосрочном периоде (до 2050 г.) прогнозные результаты разнятся относительно данных нефтяных компаний и, соответственно, новых проектных документов и прогноза, сделанного независимыми отраслевыми экспертами. Диапазон отклонений достаточно существенный по компаниям, которые исторически не соблюдают требования первоначальных проектных документов и ведут выборочную разработку месторождения, систематически перенося объемы бурения на предстоящие периоды. Это обусловлено тем, что при прогнозировании независимые эксперты делали отступление от вновь утвержденных проектных документов по недобросовестным компаниям и для более достоверного прогноза спускались до уровня конкретного месторождения. В ходе ретроспективного анализа были установлены объекты, по которым фиксировались неоднократные переносы сроков, и в прогноз закладывалась данная тенденция.

В качестве основных причин выявленного недобросовестного поведения недропользователей можно обозначить несовершенство системы контроля со стороны государства, а также нормативно-правовых актов

В качестве основных причин выявленного недобросовестного поведения недропользователей можно обозначить несовершенство системы контроля со стороны государства, а также нормативно-правовых актов.

Помимо этого, на уровне округов и страны в целом формируются долгосрочные прогнозы по добыче углеводородов и ситуация с переносом сроков разбуривания месторождений, переутверждению проектных документов приводит к завышенным ожиданиям относительно объемов добычи углеводородов, что в последствии найдет свое отражение в про-

ХМАО

Источник: artfile.ru



Отдельные недропользователи отступают от утвержденного в проектном документе количества ввода новых скважин в эксплуатацию на протяжении достаточно длительного периода времени

гнозом федеральном бюджете в части нефтегазовых доходов в виде объема налоговых поступлений.

Согласно приказу № 356 Министерства природных ресурсов [21], в разделе 5 отражены показатели, по которым осуществляется мониторинг выполнения недропользователем обязательств по соблюдению требований технических проектов в отношении эксплуатационного объекта (п. 5.1 – а, б, в), а именно:

- а) годовые уровни добычи нефти и (или) свободного газа, утвержденные для категории запасов А + В1 по месторождению в целом;
- б) годовой ввод новых добывающих и нагнетательных скважин (суммарно) для категории запасов А + В1 (С1) по месторождению в целом;
- в) годовой действующий фонд добывающих и (или) нагнетательных скважин для категории запасов А + В1 (С1) по месторождению в целом.

Обязательства считаются исполненными, если соблюдены требования технического проекта, установленные в отношении месторождения в целом в пределах допустимых отклонений показателей [21].

Движение запасов по категориям согласно стадиям жизненного цикла освоения месторождений углеводородов представлено в таблице 1.

По мнению авторов, целесообразно в оценочные критерии, отраженные в пункте 5.1, внести поправку и включить категорию запасов В2 (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные), что позволит обязать недропользователей более интенсивно вовлекать в промышленную эксплуатацию оцененные запасы.

На сегодняшний день есть компании, которые исторически не исполняют проектные документы и постоянно переносят сроки ввода новых добывающих скважин. В таблице 2 представлены результаты анализа ряда нефтяных компаний на предмет отклонений данных проектных документов от прогнозов, которые были сделаны Научно-аналитическим центром рационального недропользования им. В. И. Шпилемана (в таблице центр указан как независимый эксперт).

Из восьми проанализированных недропользователей только два (2 и 7) соблюдают требования проектных документов и зафиксированных в них показателей от-

Таблица 1. Движение запасов углеводородов по стадиям жизненного цикла освоения месторождений углеводородов

Стадия	Категория запасов[22]	Примечание
Долицензионное ведение работ	D2	Ресурсы нефти и газа по степени геологической изученности и обоснованности подразделяются на: категория D0 (подготовленные), категория Dл (локализованные), категория D1 (перспективные), категория D2 (прогнозируемые)
Лицензирование пользования недрами	D1, Dл	категория D1 (перспективные), категория Dл (локализованные)
Поисково-оценочные работы	D0, C2, C1	Запасы залежей разведываемых месторождений по степени геологической изученности и промышленного освоения подразделяются на две категории: C1 (разведанные) и C2 (оцененные)
Разведочные работы	C2, C1	C1 (разведанные) и C2 (оцененные)
Опытно-промышленная эксплуатация месторождения	A, B1, B2	По степени геологической изученности и промышленного освоения подразделяются: категория А (разрабатываемые, разбуренные), категория В1 (разрабатываемые, неразбуренные, разведанные), категория В2 (разрабатываемые, неразбуренные, оцененные)
Добыча углеводородов	A, B1	категория А (разрабатываемые, разбуренные), категория В1 (разрабатываемые, неразбуренные, разведанные)

п. 5.1 б) (приказ № 356) годовой ввод новых добывающих и нагнетательных скважин (суммарно) для категории запасов А + В1 (С1) по месторождению в целом. Переутверждая проектные документы и перенося сроки ввода новых скважин, недропользователи снижают интенсивность вовлечения разведанных запасов в промышленную эксплуатацию

Недропользователь	% отклонения* проектных и прогнозных суммарных значений по показателям за период 2025–2050 гг. добыча нефти за период (млн т)	объем эксплуатационного бурения за период (тыс. м)	ввод скважин за период (скв.)
1	-3,99	-0,10	-0,30
2	1,01	1,03	1,27
3	-17,05	-18,08	-22,01
4	-54,17	-48,47	-55,89
5	-54,60	-74,78	-76,64
6	-48,23	-49,30	-55,91
7	0	0	0
8	-11,94	8,64	3,78

* Рассчитано авторами по формуле:

$$\% \text{ отклонения} = \frac{\text{Прогнозное значение показателя, полученное независимыми экспертами} * 100\%}{\text{Значение показателя по проектному документу}} - 100 \rightarrow 0$$

Таблица 2. Анализ соблюдения недропользователями параметров проектных документов по ряду ключевых показателей

носительно объемов добычи нефти, объемов эксплуатационного бурения и ввода скважин. По этим компаниям прогноз, построенный по данным проектных документов, полностью совпадает с прогнозом, сделанным независимым экспертом (отклонение по компании 2 в 1% можно считать допустимым).

По некоторым компаниям в разы прогноз по проектным документам отличается от независимого прогноза,

который был построен с учётом исторических данных, а также информации о переносе сроков ввода новых скважин согласно переутвержденным проектам. Выявленная тенденция приведет к некорректным ожидаемым прогнозам добычи нефти как на уровне компаний, так и на уровне округа и государства, а также завышенным ожиданиям относительно налоговых поступлений в бюджет.

Приобское месторождение

Источник: «Газпром»





Кустовая добыча нефти

Источник: neftegazpro.ru

Система мониторинга выполнения недропользователем обязательств по соблюдению требований технических проектов в отношении эксплуатационного объекта

Решение данного вопроса возможно посредством выстраивания непрерывного мониторинга за соблюдением сроков разбурирования месторождений углеводородов и отклонении запросов на переутверждение проектных документов без обоснованных на то причин. Выявленная проблема требует также пересмотра нормативной документации, регулирующей данный процесс. Востребованность решения данного вопроса подтверждается его обсуждением на уровне Правительства РФ¹.

С целью устранения сложившейся ситуации целесообразно выстроить постоянный системный мониторинг органами исполнительной власти, который позволит в реальном режиме времени отслеживать исполнение проектных документов недро-

пользователями и перенос сроков ввода скважин в эксплуатацию.

Достигнутый на сегодняшний день уровень развития цифровых технологий позволяет упростить поставленную аналитическую задачу при условии доступа к достаточному объему первичной информации и своевременному предоставлению данной информации всеми недропользователями.

Система мониторинга может быть сформирована согласно этапам, представленным на рис. 3. При этом необходимо отметить, что приведенный на рис. 3 фрагмент анализа исторических данных проектных документов по нефтегазодобывающей структуре показал, что по формальным признакам компания ничего не нарушает, так как, переутверждая проектные документы, устанавливает новые сроки ввода скважин в эксплуатацию. Последующий анализ без учета исторических данных не показывает, что ведется выборочное разбурирование месторождения в рамках наиболее рентабельных запасов. Система мониторинга выполнения недропользователем обязательств по соблюдению требований технических проектов в отношении эксплуатационного объекта обязательно должна предусматривать возможность от-

¹ Протокол совещания у заместителя председателя Правительства РФ Д. Н. Патрушева от 16.01.25 г. О системе управления фондом недр.

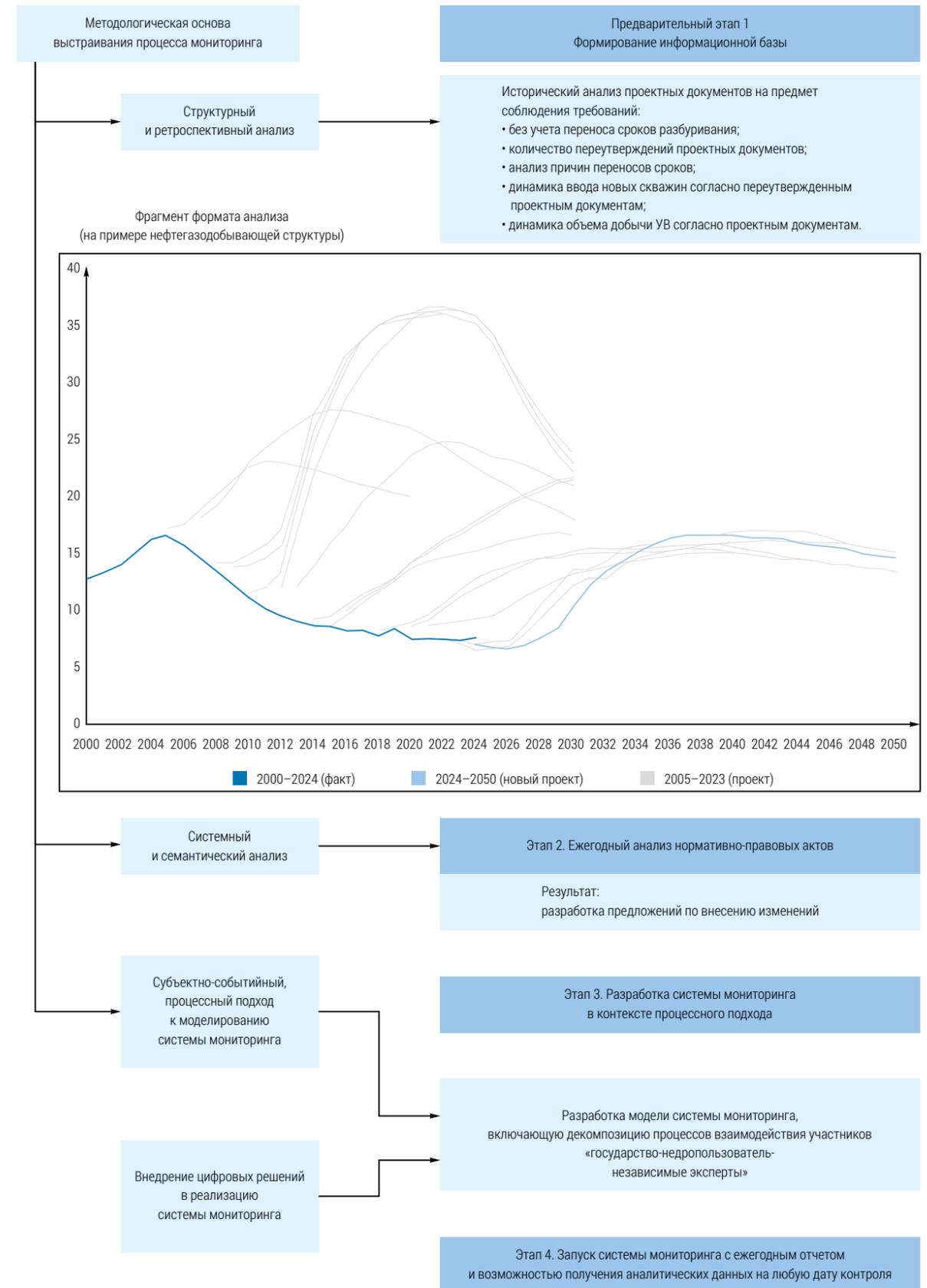


Рис. 3. Методологическая структура системы мониторинга выполнения недропользователем обязательств по соблюдению требований технических проектов в отношении эксплуатационного объекта (ввод новых добывающих и нагнетательных скважин)

слеживания данной ситуации по каждому месторождению.

Оценка эффективности разработки месторождения углеводородов может быть выстроена в рамках стадий жизненного цикла освоения и эксплуатации месторождения в нескольких аспектах:

- 1) в контексте ретроспективного анализа эффективности разработки месторождения;
- 2) оценка с учетом исполнения требований первоначально утвержденных проектных документов;
- 3) с учетом систематического переноса сроков ввода новых скважин и не вовлечения в промышленную



Оператор бурильной установки в ХМАО
Источник: gazprom.ru

разработку малорентабельных запасов категории В2.

Оценку целесообразно проводить с использованием метода финансово-экономического моделирования «Life cycle», который предполагает построение модели денежных потоков. В рамках данного метода учитываются и приводятся к текущей стоимости базового периода все доходы и затраты, понесенные для получения этих доходов, за весь период жизненного цикла реализации проекта разработки (доработки) месторождений углеводородов.

Помимо этого, метод позволяет оценить величину затрат на различных этапах жизненного цикла объекта, начиная

с этапа создания актива и далее в любой временной точке его жизни, учитывая все затраты, возникающие с распоряжением активом [23]. Помимо анализа переноса объемов бурения и несоблюдения в этой части проектных документов, был проведен верхнеуровневый анализ невыполнения условий пользования недрами, являющихся основанием для досрочного прекращения права пользования недрами.

В соответствии с формой лицензии, установленной приказом Минприроды России и Роснедр от 25.10.2021 г. № 782/13 «Об установлении формы лицензии на пользование недрами и порядка оформления, государственной регистрации и выдачи лицензий на пользование недрами», условия, несоблюдение которых является основанием для досрочного прекращения прав пользования недрами, определены в разделе 12 условий пользования недрами.

После актуализации 2016 г. и в дальнейшем до 2022 г. условия пользования недрами дважды претерпевали разного рода корректировки, в том числе менялся и перечень обязательств, нарушение которых влечет безусловное прекращение права пользования недрами. В новой типовой форме лицензии к особенностям определения условий лицензий, невыполнение которых является причиной досрочного прекращения права пользования недрами, относится следующее:

1. В целом, перечень условий имеет отсылочный характер к другим пунктам условий пользования, либо к статье 20 закона РФ «О недрах».
2. К основным рискам досрочного прекращения права пользования недрами отнесены однократные нарушения следующих условий лицензии:
 - сроков проведения работ на участках недр. При этом сроки строго систематизированы по этапам и стадиям проведения геологоразведочных работ и взаимосвязаны между собой;
 - сроков подготовки технического проекта разработки и ввода месторождения в промышленную разработку;
 - обязательств по уплате ресурсных платежей, других налогов и сборов в соответствии с законодательством РФ;
 - обязательств по ликвидации и консервации буровых скважин

и иных сооружений, связанных с использованием недр, а также по рекультивации земель;

- обязательств по предоставлению геологической информации о недрах, ежегодного отчета о результатах работ на участке и отчета о результатах мониторинга состояния недр в федеральный ФГИ и его территориальный фонд.
3. Исходя из трактовки п. 12.2 условий, причиной досрочного прекращения может стать нарушение любого условия, если оно будет иметь систематический характер (2 и более раза в течение 4 лет), за исключением условий, однократное нарушение которых является причиной прекращения права пользования.
 4. В отличие от форм лицензионных соглашений, действующих до 2016 г., обязательства по выполнению конкретных объемов геологоразведочных работ в основном определены в условиях пользования в пределах поисковых лицензий (НП)² и выне-

² Недропользование в категории углеводородного сырья (УВС) осуществляется по 3 основным видам лицензий: поисковые – вида НП, добычные – вида НЭ и совмещенные – вида НР.

Буровая установка «Сургутнефтегаза»

Источник: Hare Equity / dzen.ru



Для повышения эффективности использования недр необходимо внедрить систему строгого контроля и мониторинга выполнения условий лицензий, а также автоматизировать учет сроков и объемов работ

сены в раздел 13 «Дополнительные условия», которые не являются существенными и не несут рисков досрочного прекращения.

5. Дополнительно в перечень условий включены иные случаи в соответствии с частью второй статьи 20 закона РФ «О недрах», при наступлении которых право пользования недрами может быть досрочно прекращено.

Согласно поставленным задачам исследования на территории ХМАО – Югры из общего количества поисковых лицензий 30 лицензий на геологическое изучение не обеспечены проектными документами

ГИН. Не выполнены лицензионные обязательства и истекли сроки утверждения проектной документации на осуществление геологического изучения недр по 11 участкам. По 4 лицензиям выполнены все проектные обязательства по геологическому изучению и отсутствуют новые проектные документы. Возможно, недропользователь находится в стадии принятия решения.

Проведя анализ условий пользования недрами и наличия проектных документов на участках недр, предоставленным в пользование для геологического изучения (лицензии типа НП), выделены критерии для определения так называемых «спящих» поисковых лицензий:

1. Отсутствие действующих проектных документов ГИН – окончание срока действия проектного документа ГИН подразумевает отсутствие дальнейшего планирования проведения поисковых работ на участке.
2. Отсутствие объемов геологоразведочных работ в течение срока действия лицензии при постоянном переносе срока начала работ и изменении календарного плана действующего проекта ГИН.
3. Отсутствие объемов геологоразведочных работ в течение срока более 7 лет пользования недрами при постоянном переносе срока начала работ и изменении календарного плана действующих проектов ГИН.

Исходя из вышеперечисленных критериев, к «спящим» лицензиям отнесены 28 поисковых участков, срок геологического изучения превысил 7-летний период. Вопросы «спящих» лицензий поднимаются все чаще в профессиональном нефтегазовом сообществе. В России не сложилось практики систематической и комплексной проверки соблюдения лицензий, проверки

носили в большей степени заявительный характер. Возможно, одной из причин сложившейся ситуации стала высокая трудоемкость данного процесса и необходимость обработки большого объема данных, что на сегодняшний день нашло свое решение в виде разработанного специального модуля мониторинга. В 2021 г. было обозначено, что Министерство природных ресурсов и экологии завершило масштабную ревизию лицензий недропользователей Дальнего Востока и Арктической зоны РФ. Полученный опыт и практика планируются к масштабированию на уровне страны. Почти в 19% проверенных лицензий были выявлены нарушения, в том числе и нарушения, связанные со сроками освоения месторождений [24].

Комплексная всероссийская проверка лицензий, выданных на углеводородное сырье, включает 3931 лицензию (на 2021 г.). В таблице 3 представлена статистика по лицензиям, выданным на углеводородное сырье в РФ на 01.01.2022 г.

Выводы и рекомендации

По результатам проведенного исследования относительно выполнения условий пользования недрами было установлено, что:

1. Из общего количества поисковых лицензий истекли сроки утверждения проектной документации на осуществление геологического изучения недр по 11 участкам. Согласно данным ИБД «АСЛН» ФГБУ «Росгеолфонд», проекты в ФГУ «Росгеолоэкспертиза» на экспертизу не представлялись.
2. В пределах 3 поисковых участков отсутствует действующая проектная документация ГИН, в том числе в пределах 3 участков – по причине



Добыча нефти

Источник: AlekseiZakirov / depositphotos.com

3. окончания срока действия проектного документа первого этапа ГИН.
3. Отсутствие физических объемов геологоразведочных работ ГРР с неоднократным продлением срока начала работ, срока выполнения ГРР, срока окончания работ по проектам ГИН и, соответственно, срока действия лицензии, в пределах 16 участков недр. Средний срок пользования недрами составляет 9 лет (от 15 до 7 лет). Согласно ст. 10 закона «О недрах», срок пользования участком недр продлевается по инициативе пользователя недр при необходимости завершения им геологического изучения недр при условии отсутствия нарушений условий лицензии на пользование недрами данным пользователем недр. Однако фактически в данном случае срок действия лицензии продлевается для начала геологического изучения.
4. Отсутствие объемов геологоразведочных работ в течение более 7 лет пользования недрами при постоянном переносе срока начала работ и изменении календарного плана действующих проектов ГИН

в пределах 9 участков, средний срок пользования по которым составит 23 года (с учетом переноса срока).

5. В целом хаотичный и бесконтрольный перенос распорядителем недр срока проведения работ по геологическому изучению и продление срока действия поисковых лицензий без выполнения физических объемов ГРР показывает отсутствие заинтересованности органов управления государственным фондом недр в повышении уровня геологической изученности территории округа, а также крайней степени нерациональности использования предоставленных в пользование недр.

Текущая практика продления сроков лицензий и отсутствия реальных геологоразведочных работ свидетельствует о низком уровне управления недрами, недостаточной заинтересованности органов власти в повышении их изученности и рациональном использовании. Такая ситуация ведет к дисбалансу между возможностями геологического изучения и фактическим состоянием работы, что ухудшает эффективность использования недр и влияет на стратегические перспективы развития минерально-сырьевой базы.

Таблица 3. Количество лицензий по федеральным округам и РФ на 01.01.2022 г. [25]

Федеральный округ	Количество лицензий, шт.			Всего	Доля НЭ, %
	поисковые – вида НП	добычные – вида НЭ	совмещенные – вида НР		
Шельф РФ	13	76	25	114	66,7
Дальневосточный ФО	55	50	59	164	30,5
Северо-Кавказский ФО	8	58	111	177	49,6
Южный ФО	17	64	180	261	24,5
Северо-Западный ФО	49	122	158	329	37,1
Сибирский ФО	118	174	82	374	46,5
Уральский ФО	196	264	434	894	29,5
Приволжский ФО	85	400	1089	1574	25,4
Итого, в РФ	541	1208	2138	3887	31,1

Для повышения эффективности использования недр необходимо внедрить систему строгого контроля и мониторинга выполнения условий лицензий, а также автоматизированных механизмов учета сроков и объемов работ. Зарубежная практика показывает наличие прецедентов использования механизма, например, публичного контроля за добычей нефти и газа [26]. Важно усилить ответственность недропользователей, вводя штрафные санкции за систематические нарушения и необоснованные переносы сроков. Следует пересмотреть процедуру продления лицензий, делая её более жесткой и связанной с реальным выполнением работ, а также ввести обязательные промежуточные отчеты о динамике прогресса исполнения проектных документов. Регулярное проведение геологических исследований можно стимулировать предоставлени-

ем льгот и созданием систем аналитики для оценки уровня изученности территорий. Также необходимо установить более жесткие критерии для продления лицензий и возможность их досрочного отзыва при невыполнении условий. Реализация этих мер позволит повысить уровень эффективности использования недр, обеспечить более рациональный и прозрачный режим.

Вместе с тем обозначенная проблема влияет и на снижение объемов получения налоговых поступлений в государственный бюджет. Неэффективное использование недр приводит к потере потенциальных доходов, снижающих финансовое обеспечение развития экономики. Таким образом, низкая управляемость и нерациональное использование ресурсов негативно сказываются не только на стабильности отдельной территории (округа), но и на экономической устойчивости и фискальной нагрузке на государство.



Гидроразрыв пласта

Источник: fidmash.by

Использованные источники

1. Нефтегазовые доходы испытали волатильность // Коммерсантъ. – 2025. – 14 января. – Режим доступа: <https://www.kommersant.ru/doc/7431193> (дата обращения: 12.02.2025).
2. Доля нефтегазовых доходов бюджета в 2024 г. растёт выше плана // Ведомости. – 2024. – 30 октября. – Режим доступа: https://www.vedomosti.ru/analytics/krupnyy_plan/articles/2024/10/30/1071779-dolya-neftegazovih-dohodov-byudzhet-2024-rastet-vishe-plana (дата обращения: 12.02.2025).
3. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2050 г.: утв. распоряжением Правительства РФ от 12 апреля 2025 г. № 908-р.
4. Кузьменков С. Г., Лобова Г. А., Нанишвили О. А., Новиков М. В., Захарова Л. М., Захарова В. А. Проблемы и основные направления развития геолого-разведочных работ на нефть и газ в Югре (Ханты-Мансийском АО) // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2025. – Т. 336, № 5. – С. 120–131. – DOI: 10.18799/24131830/2025/5/5130.
5. Кузьменков С. Г., Нанишвили О. А., Новиков М. В., Захарова Л. М., Захарова В. А. Состояние и перспективы развития ресурсной базы Югры // Успехи современного естествознания. – 2024. – № 12. – С. 133–139.
6. Научно-аналитический центр рационального недропользования им. В. И. Шпильмана. Состояние лицензирования. – Режим доступа: <https://www.crru.ru/sostlic.html> (дата обращения: 23.03.2025).
7. Добыча нефти в Югре по итогам 2024 г. ожидается на уровне 205 млн т // Агентство нефтегазовой информации. – 2024. – 11 октября. – Режим доступа: <https://www.angi.ru/news> (дата обращения: 12.02.2025).
8. Янин А. Н. Проблемы разработки нефтяных месторождений Западной Сибири. – Тюмень-Курган: Издательство «Зауралье», 2010. – 604 с.
9. Климов Д. С., Розман М. С., Шахраманян А. Р. Экономические и организационно-технические проблемы обеспечения ликвидации нефтяных и газовых месторождений // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22, № 3. – С. 164–181. – DOI: 10.17122/ngdelo-2024-3-164-181. – EDN YQYVVK.
10. Смоляк С. А. Экономические проблемы разработки УВ месторождений // Neftegaz.Ru. – 2020. – № 6. – Режим доступа: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/gosregulirovanie/556003-ekonomicheskie-problemy-razrabotki-uv-mestorozhdeni> (дата обращения: 13.02.2025).
11. Смоляк С. А., Закиров С. Н. и др. Актуальные проблемы стоимостной оценки извлекаемых запасов нефти и газа и государственного регулирования нефтегазового недропользования // Вестник РАН. – 2018. – Т. 28, № 1. – С. 10–27.
12. Богаткина Ю. Г., Еремин Н. А., Сарданашвили О. Н. Автоматизированная система технико-экономической оценки эффективности разработки месторождений нефти и газа // Сборник докладов IV региональной научно-технической конференции «Губкинский университет в решении вопросов нефтегазовой отрасли России», посвящённой 90-летию Губкинского университета и факультета экономики и управления – Москва: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2020.
13. Вахитов Р. Н., Колесник Е. В., Самсонов Р. О. Техно-экономические и геологические аспекты вынужденного сокращения добычи нефти // Бурение и нефть. – 2020. – 9 сентября. – Режим доступа: https://burneft.ru/archive/issues/detail.php?ELEMENT_ID=62873 (дата обращения: 12.02.2025).
14. Iliinsky A., Afanasiev M., Metkin D. Digital Technologies of Investment Analysis of Projects for Development of Oil Fields of Unallocated Subsoil Reserve Fund // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, vol. 497, no. 1, p. 012028, 2019. – DOI: 10.1088/1757-899X/497/1/012028.
15. Tubdenev V. G. Problems and novelties of legal regulation of expert examination of design documentation for oil and gas geological exploration works // Правовой энергетический форум. – 2021. – Вып. № 2. – С. 80–82. – URL: <https://mlcjournal.ru/s231243500022402-0-1/>. – DOI: 10.18572/2410-4396-2021-2-80-82.
16. Herrnstadt E., Kellogg R., Lewis E. Drilling Deadlines and Oil and Gas Development // Econometrica, vol. 92, no. 1, pp. 29–60, Jan. 2024. – URL: https://www.researchgate.net/publication/377796335_Drilling_Deadlines_and_Oil_and_Gas_Development (дата обращения: 15.02.2025).
17. Ли Ф., Амиров Х. К., Адильгазы С. Правовое регулирование ответственности недропользователей в Китайской Народной Республике и Республике Казахстан // Вестник Евразийского национального университета имени Л. Н. Гумилёва. Серия: Право. – 2025. – № 1(150). – С. 98–109. – DOI: 10.32523/2616-6844-2025-150-1-98-109. – EDN: NMFQYM.
18. Янин А. Н. О допустимых отклонениях фактической добычи нефти от проектной // Бурение и нефть. – 2005. – № 11. – С. 30–33.
19. Федорин Д. А., Бахтизин Р. Н., Исмагилова С. М., Сунагатов Л. М. Разработка классификаторов отступлений от требований нормативных документов нефтегазовой сферы и компенсирующих мероприятий // Нефтегазовое дело. – 2024. – Т. 22, № 2. – С. 133–140. – DOI: 10.17122/ngdelo-2024-2-133-140.
20. Hanson E., Nwakile C., Adebayo Y. A., Esiri A. E. Strategic Leadership for Complex Energy and Oil & Gas Projects: A Conceptual Approach // International Journal of Management & Entrepreneurship Research, vol. 6, issue 10, Oct. 2024. – DOI: 10.51594/ijmer.v6i10.1656.
21. Приказ Министерства природных ресурсов РФ от 14 июня 2016 г. № 356 «Об утверждении Правил разработки ме-

сторожений углеводородного сырья» (с изменениями и дополнениями). – Режим доступа: <https://base.garant.ru/71475396> (дата обращения: 20.01.2025).

22. Распоряжение Минприроды России от 1 февраля 2016 г. № 3-р (ред. от 19 апреля 2018 г.) «Об утверждении Методических рекомендаций по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утверждённой приказом Минприроды России от 1 ноября 2013 г. № 477». – Режим доступа: <https://legalacts.ru/doc/rasporjzhenie-minprirody-rossii-ot-01022016-n-3-r-ob-utverzhdanii> (дата обращения: 20.01.2025).

23. Бегун М. А. Отдельные аспекты управления жизненным циклом и применение метода анализа затрат жизненного цикла при выборе воздействий на физические производственные активы электросетевых организаций // Экономика: вчера, сегодня, завтра. – 2020. – Т. 10, № 9–1. – С. 139–152. – DOI: 10.34670/AR.2020.43.97.015. – EDN: KPATEK.

24. Министерство природных ресурсов и экологии Российской Федерации. – Режим доступа: https://www.mnr.gov.ru/press/75-let-pobedy/aleksandr_kozlov_reviziya litsenziy natvyerdye_poleznye_iskopaemye_na_dalnem_vostoke_i_arktike_zave (дата обращения: 20.11.2024).

25. Багаева М. А. Анализ предоставления в пользование участков недр для геологического изучения в целях поисков и оценки месторождений углеводородов // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2022. – Т. 17, № 3. – DOI: 10.17353/2070-5379/20_2022. – EDN: WHABVE.

26. Аль-Михави Зайнаб Джаббар Хаммуд. Зарубежный опыт правового регулирования осуществления публичного контроля в сфере охраны недр и окружающей среды в процессе добычи нефти и газа // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Экономика. Управление. Право. – 2025. – Т. 25, вып. 2. – С. 204–211. – DOI: 10.18500/1994-2540-2025-25-2-204-211. – EDN: YVUBZG.

Анализ гидроэнергетических рынков и моделей реализации гидроэнергетических проектов за рубежом

Analysis of hydropower markets and models of implementation of hydropower projects abroad

Николай ШВЕЦ
Заведующий кафедрой мировой электроэнергетики Международного института энергетической политики и дипломатии МГИМО России, д. э. н., профессор
E-mail: nns56@mail.ru

Nikolay SHVETS
Head of the Department of World Electric Power Industry of International Institute of Energy Policy and Diplomacy at MGIMO University, Doctor of Economics, Professor
E-mail: nns56@mail.ru

Артем СОХИКИАН
Директор Департамента международного сотрудничества и устойчивого развития ПАО «РусГидро», аспирант МГИМО МИД России
E-mail: asokhikyan@yandex.ru

Artem SOKHIKYAN
Director for International Cooperation and Sustainable Development Department of PJSC «RusHydro», Ph.D student of MGIMO University
E-mail: asokhikyan@yandex.ru

Вера ШЕЛЕВАЯ
Помощник директора Департамента международного сотрудничества и устойчивого развития ПАО «РусГидро»
E-mail: v.shelevaya@mail.ru

Vera SHELEVAYA
Business assistant to Director for International Cooperation and Sustainable Development of PJSC «RusHydro»
E-mail: v.shelevaya@mail.ru

Аннотация. Статья посвящена анализу гидроэнергетических рынков и моделей реализации гидроэнергетических проектов за рубежом. За последнее десятилетие форматы, направления, структура и география международного экономического сотрудничества существенно изменились под влиянием нарастания кризисных явлений в международной экономической системе. С учетом активно развивающихся в мире трендов глобального перехода и устойчивого развития в соответствии с 17 целями устойчивого развития, утвержденными Генеральной Ассамблеей ООН в 2015 г., основной акцент как развитыми, так и развивающимися странами в ближайшие несколько десятилетий будет делаться на формирование «зеленой» экономики. Основа «зеленой» экономики – энергия, производимая на базе возобновляемых источников. Ключевые вопросы сегодня: каким образом Российской Федерации укрепить международное экономическое сотрудничество в сфере гидроэнергетики и свои позиции на зарубежных рынках; вопросы разработки эффективной модели ведения российскими акторами международного бизнеса в сфере гидроэнергетики в текущих геополитических реалиях, а также какие рынки и проекты являются наиболее перспективными. *Ключевые слова:* международное сотрудничество, энергетика, электроэнергетика, электроэнергия, гидроэнергетика, гидроэнергетические рынки, гидроэнергетические проекты.

Abstract. The article is devoted to the analysis of hydropower markets and models of hydropower projects implementation abroad. Over the past decade, the formats, directions, structure and geography of international economic cooperation have changed significantly under the influence of the growing crisis phenomena in the international economic system. Taking into account the active trends of global transition and sustainable development in the world, in accordance with 17 Sustainable Development Goal approved by the UN General Assembly in 2015, the main focus of both developed and developing countries in the next few decades will be on the formation of a green economy. The basis of the green economy is energy produced from renewable sources. The key issues today are how the Russian Federation can strengthen / maintain its international economic cooperation in the field of hydropower and its position in foreign markets; the issues of developing an effective model for Russian actors to conduct international business in the field of hydropower in the current geopolitical realities, as well as which markets and projects are the most promising. *Keywords:* international cooperation, energy, electric power, electricity, hydropower, hydropower markets, hydropower projects.

Анализ гидроэнергетических рынков и моделей реализации гидроэнергетических проектов за рубежом

В настоящее время практически все крупные международные компании в сфере гидроэнергетики имеют солидные маркетинговые службы и проводят регулярные исследования, ключевая задача которых – определить потенциальные рынки своей деятельности. От корректности разработки и эффективности реализации маркетинговой стратегии зачастую зависят экономические результаты компании на том или ином рынке [1].

Основой любого маркетингового анализа является четкое определение критериев, по которым осуществляется иссле-

дование, и их ранжирование (значимость). В целях оценки международных рынков гидроэнергетики считаем целесообразным установить следующие критерии:

1. Уровень обеспеченности государства водными ресурсами, наличие высокого технически реализуемого гидроэнергетического потенциала, планы по развитию низкоуглеродной энергетики.
2. Наличие прочных исторических и агентских (посреднических) связей с данной страной, образовавшихся в результате реализации проектов.
3. Политическая ситуация (стабильность, преемственность политической власти, отсутствие военных конфликтов, отношения между государствами).



ГЭС «Койна»

Источник: thehindu.com

4. Экономическая ситуация (привлекательный инвестиционный климат, привлекательная для бизнеса тарифная политика в сфере электроэнергетики, наличие экономических и финансовых ресурсов для реализации проектов, случаи невыполнения взятых обязательств и др.).
5. Уровень конкуренции на рынке со стороны других компаний-лидеров отрасли.
6. Опыт страны в реализации крупных гидроэнергетических проектов за последние 10–15 лет, а следовательно, наличие профессиональной кадровой базы.

Принятие решения о «входе» на рынок и участии в реализации проектов в сфере гидроэнергетики в большинстве случаев принимается в результате анализа совокупности факторов. Вместе с тем нередки случаи, когда тот или иной критерий может играть ключевую роль и стимулировать отраслевые компании к участию в проекте или отказу от его реализации [2]. Так, наличие масштабных санкций, введенных международным сообществом в отношении Афганистана, Ирана, Северной Кореи и режимов в указанных государствах, является основным барьером, препятствующим

работе лидирующих отраслевых компаний, в том числе российских, в данных странах (в связи с риском распространения вторичных санкций).

В случае Российской Федерации наиболее интересными в настоящее время представляются те регионы и страны, которые являются дружественными или нейтральными по отношению к стране, а также те, с которыми у отечественных компаний ранее установлены политические и экономические контакты [3].

Классическая последовательность отбора международных рынков отечественными компаниями на современном этапе выглядит следующим образом:

1. Отбор дружественных и нейтральных регионов и стран, где возможно установление надежных и долгосрочных отношений в перспективе (с учетом наличия устойчивых схем осуществления платежей) [4].
2. Выбор государств с высоким уровнем обеспеченности гидроресурсами и технически реализуемым гидроэнергетическим потенциалом.
3. Отбор стран, в которых планируются или находятся в стадии реализации гидроэнергетические проекты с высокой потенциальной установлен-

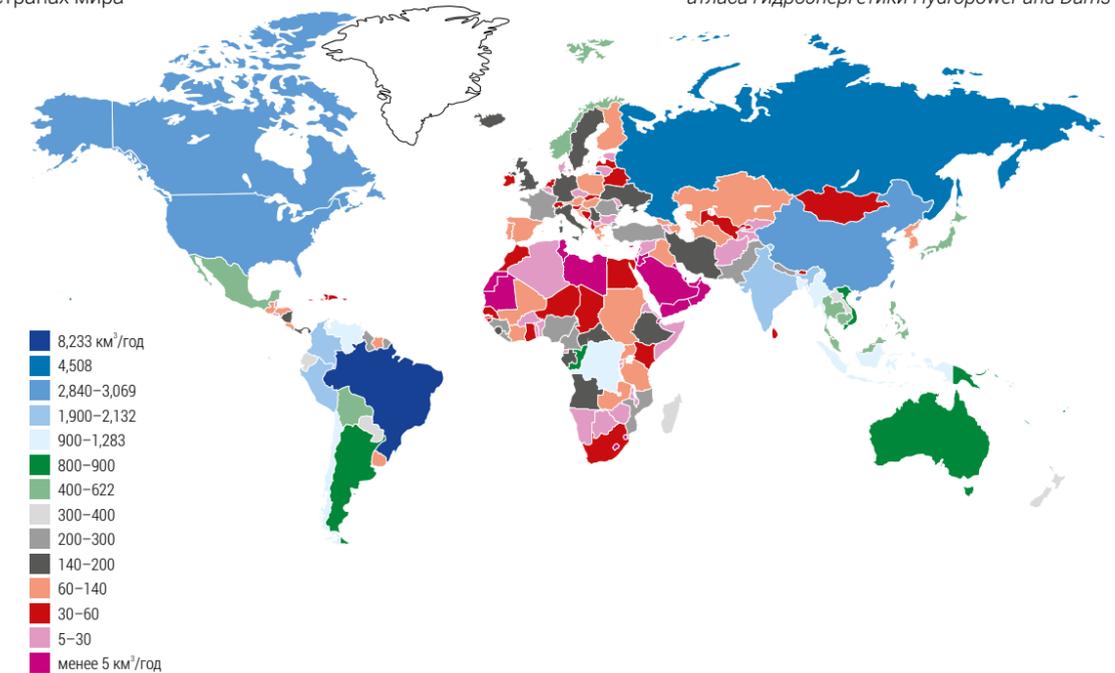
ной мощностью, т. к. проекты малых ГЭС менее прибыльны по причине отсутствия эффекта масштаба, но несут те же риски при фактически том же объеме работ [5].

Кроме того, необходимой и важной частью после проведения отбора стран по планируемым и реализуемым проектам является их приоритезация в соответствии с ранее установленной профильной ориентацией на конкретные рынки / регионы до начала февраля 2022 г.: наличие налаженных связей с этими странами, опыт взаимодействия или реализованные проекты на данных территориях ранее, подтвержденный уровень компетенций для осуществления проектов в конкретной стране.

На первом этапе отбора дружественных и нейтральных стран внимание сконцентрировано на государствах-соседах, входящих в СНГ, регионов Азии и Африки, а также субрегионах Америки: Южной Америки и некоторых стран Карибского бассейна. Оставшиеся макрорегионы не соответствуют первому критерию.

На втором этапе, оценивая уровень обеспеченности водными ресурсами, стоит заметить, что наиболее привлекательными (искл. недружественные) являются Южная Америка (Северо-Западная и Северо-Восточная), Южная, Юго-Восточная Азия (см. рис. 1). Уровень освоения гидропотен-

Рис. 1. Обеспеченность водными ресурсами в странах мира

Источник: составлено авторами на основе материалов атласа гидроэнергетики *Hydropower and Dams 2024*

В случае Российской Федерации наиболее интересными в настоящее время представляются те регионы и страны, которые являются дружественными или нейтральными по отношению к России

циала в развивающихся странах составляет менее 30%, что говорит о высокой привлекательности сотрудничества на долгосрочной основе [6].

Несмотря на то, что Африка обладает незначительным гидропотенциалом в сравнении с ранее упомянутыми регионами, установление долгосрочных и ответственных отношений с правительствами стран данного континента имеет стратегическое геополитическое значение для Российской Федерации, в том числе с учетом усиливающегося санкционного давления со стороны недружественных государств. Кроме того, необходимо учитывать существующий многолетний положительный опыт взаимодействия России со странами

Африки в сфере гидроэнергетики, а также результаты состоявшегося в июле 2023 г. в г. Санкт-Петербурге Второго саммита «Россия – Африка» [7].

По аналогичному принципу к потенциальным рынкам можно отнести страны СНГ и страны Ближнего Востока, располагающиеся в Центральной и Западной части Азии, ввиду сложившихся длительных и доверительных отношений между Россией и рядом государств указанных регионов, которые доказали свою надежность в условиях высокого уровня политической турбулентности.

На третьем этапе осуществлен поиск и анализ потенциальных крупных гидроэнергетических проектов на разных этапах: на стадии научно-исследовательских и проектно-изыскательных работ, строительно-монтажных работ, модернизации и технического перевооружения в странах СНГ, Южной и Юго-Восточной Азии, Южной Америки – с целью дальнейшей оценки потенциала российских компаний и приоритезации рынков.

В результате анализа открытых источников (сайтов профильных ведомств и крупнейших компаний зарубежных стран в сфере гидроэнергетики, маркетинговых обзоров исследовательских институтов

Африка обладает незначительным гидропотенциалом, но установление долгосрочных и ответственных отношений с правительствами африканских стран имеет стратегическое геополитическое значение

и международных гидроэнергетических организаций), гидроэнергетического атласа Hydropower and Dams за 2024 г., а также информационно-аналитических материалов ПАО «РусГидро» определено следующее количество перспективных проектов в сфере гидроэнергетики для проведения российскими компаниями переговоров об участии в них «под ключ», предоставления инжиниринговых услуг, осуществления строительно-монтажных работ, экспорта энергетического оборудования и др.:

- 205 проектов в Азии;
- 86 проектов в Латинской Америке;
- 55 проектов в Африке (см. таблицу 1).

Рогунская ГЭС

Источник: flectone.ru



Макрорегион	Субрегион	Страна	Количество реализуемых проектов (в настоящее время)	Количество потенциальных проектов по модернизации до 2030 г.	Количество новых потенциальных проектов до 2030 г.
Азия	Центральная Азия	Казахстан	2	2	5
		Киргизия	3	1	8
		Таджикистан	7	2	9
		Узбекистан	3	3	5
	Восточная Азия	Монголия	1	-	4
		Азербайджан	2	-	-
	Западная Азия	Армения	1	1	2
		Ирак	-	3	1
		Турция	3	4	4
	Южная Азия	Бутан	1	1	3
		Индия	26	7	31
		Непал	2	-	6
		Пакистан	4	3	4
		Вьетнам	1	4	1
		Индонезия	3	4	3
	Юго-Восточная Азия	Камбоджа	-	1	2
		Лаос	5	-	6
		Малайзия	2	-	-
		Мьянма	3	3	3
Итого проектов		Азия	69	39	97
Америка	Южная Америка	Аргентина	8	6	7
		Боливия	3	2	12
		Бразилия	2	0	3
		Колумбия	1	1	1
		Перу	2	0	13
		Чили	2	2	5
	Эквадор	3	3	10	
	Итого проектов	Америка	21	14	51
	Восточная Африка	Мозамбик	1	1	6
		Уганда	-	5	4
Западная Африка	Гвинея (Конакри)	1	1	6	
	Камерун	3	3	5	
	Кот-д'Ивуар	2	3	2	
Северная Африка	Египет	-	-	1	
	Судан	1	1	2	
Центральная Африка	Республика Конго	1	1	5	
Итого проектов	Африка	9	15	31	

Источники: составлено авторами на основе материалов атласа гидроэнергетики Hydropower and Dams 2024, исследования Ассоциации «Гидроэнергетика России» совместно с НИУ «ВШЭ», проведенного в 2023 г., и маркетинговых материалов ПАО «РусГидро»

Таблица 1. Реализуемые и планируемые к реализации проекты в сфере гидроэнергетики до 2030 г.

Стоит учесть, что неравномерность распределения информации по каждому отдельному проекту и год публикации данных о проектах, могут влиять на конечную оценку их количества к настоящему моменту. То есть для увеличения уровня надежности и достоверности информации необходимо обладать инсайдерскими сведениями, что в рамках данной работы не представляется возможным.

По результатам первичного исследования, основанного на материалах из публичных выступлений руководства ПАО «РусГидро», был определен перечень наиболее релевантных рынков в гидроэнергетике. Основными критериями для определения являлись: надежность партнерских отношений как в прошлом, так и в настоящем времени, количество ранее реализованных проектов на данных территориях, уровень компетенций, необходимый для реализации проектов внутри конкретной страны¹.

Выступления заместителя генерального директора ПАО «РусГидро» по проектному инжинирингу, устойчивому развитию и международному сотрудничеству С. В. Мачехина: 1) в бизнес-диалоге «Россия – АСЕАН» «на полях» Восточного экономического форума – 2024 (URL: <https://roscongress.org/sessions/>)

¹ Выступления заместителя генерального директора ПАО «РусГидро» по проектному инжинирингу, устойчивому развитию и международному сотрудничеству С. В. Мачехина: 1) в бизнес-диалоге «Россия – АСЕАН» «на полях» Восточного экономического форума – 2024 (URL: <https://roscongress.org/sessions/>)

В итоге сформирован следующий приоритетный для компании перечень макро-регионов:

- страны Содружества Независимых Государств (СНГ);
- страны Азии;
- страны Африки;
- страны Латинской Америки.

Страны СНГ представляют надежную опору в развитии экономических отноше-

eef-2024-delovaya-programma-rossiya-asean/translation/#scroll);
2) в бизнес-диалоге «Россия – Катар» «на полях» XV юбилейного Международного экономического форума «Россия – Исламский мир: KazanForum» (URL: <https://kazanforum.ru/translyatsiya/>).

ний в долгосрочной перспективе с Россией. Образовавшиеся в результате распада СССР независимые республики сформировали международное интеграционное объединение для регулирования экономических взаимоотношений друг с другом – Евразийский экономический союз (ЕАЭС). Действительными членами организации являются Армения, Белоруссия, Казахстан, Киргизия, Россия, Молдавия и Узбекистан – в статусе наблюдателей в ЕАЭС.

В таблице 2 представлены результаты поиска и анализа гидроэнергетических

Таблица 2. Перспективные проекты в сфере гидроэнергетики в странах СНГ

Источники: составлено авторами на основе материалов атласа *Hydropower and Dams 2024*, исследования Ассоциации «Гидроэнергетика России» совместно с НИУ «ВШЭ», проведенного в 2023 г., и маркетинговых материалов ПАО «РусГидро»

Страна	Строительство	Модернизация	Потенциальная емкость в МВт*
Таджикистан	Рогунской ГЭС (3 600 МВт); Шурабской ГЭС (850 МВт); Дашидзюмской ГЭС (4 000 МВт); Рушанской ГЭС (3 000 МВт); ГЭС «Гранитные ворота» (2 100 МВт); Джумарской ГЭС (2 000 МВт); Хоставской ГЭС (1 200 МВт); Урфатинской ГЭС (850 МВт); Сангворской ГЭС (800 МВт); ГЭС «Нурабад-1» (200 МВт); ГЭС «Нурабад-2» (160 МВт); ГЭС «Санобод» (200 МВт); ГЭС «Айни» (160 МВт); Яванской ГЭС (120 МВт)	Нурекской ГЭС (3 000 МВт); Байпазинской ГЭС (600 МВт); Сарбандской ГЭС (240 МВт); Кайраккумской ГЭС (126 МВт)	до 23 300
Киргизия	Камбаратинской ГЭС-1 (1 860 МВт); Ала-Букинского каскада ГЭС (414 МВт); Верхне-Нарынского каскада ГЭС (237 МВт); ГЭС Куланак 1 и Куланак 2 (100 МВт); Чаткальского каскада ГЭС (1 800 МВт); Суусамыр-Кокомеренского каскад ГЭС (1 305 МВт); Казарманского каскада ГЭС (1 160 МВт); Сары-Джазского каскада ГЭС (1 100 МВт); Ат-Башинского каскада ГЭС (439 МВт)	Токтогульской ГЭС (1 440 МВт); Уч-Курганской ГЭС (189 МВт); Камбаратинской ГЭС-2 (360 МВт)	до 10 500
Узбекистан	Пскемской ГЭС (400 МВт); Верхнепскемской ГЭС (200 МВт); Муллалакской ГЭС (140 МВт); ГЭС Фондаря (130 МВт); Нижнечаткальской ГЭС (76 МВт); Кштутской ГЭС (75 МВт); Каратереньской ГАЭС (600 МВт); Айдаркульской ГАЭС (300 МВт)	Чарвакской ГЭС (666 МВт); Туполангской ГЭС (175 МВт); Ходжикентской ГЭС (165 МВт)	до 3 000
Казахстан	второй очереди Шульбинской ГЭС (702 МВт); Семипалатинской ГЭС (300 МВт); Кызылкунгейской ГЭС (150 МВт); Тургуусунской ГЭС-3 (120 МВт); ГЭС 29 на р. Шелек (70 МВт); ГЭС 19–22 на р. Шелек (60,8 МВт); Кербулакской ГЭС (50 МВт)	Бухтарминской ГЭС (675 МВт); Усть-Каменогорской ГЭС (331,2 МВт)	до 2 500
Армения	Мегринской ГЭС (130 МВт); Шнохской ГЭС (76 МВт)	Севано-Разданского каскада ГЭС (560 МВт); Воротанского каскада (404 МВт)	до 1 170

* Потенциальная емкость – сумма реализуемых проектов, потенциально новых установленных мощностей гидроэлектростанций, планируемых до 2030 г., и проектов, находящихся на этапе модернизации (или технического перевооружения) и, возможно, необходимой модернизации до 2030 г. в МВт. Значение емкости в МВт является приблизительным (может отличаться в разных источниках) из-за неравномерного распределения информации и закрытого характера описания процедур / этапов каждого отдельного проекта.



ГЭС «Три ущелья», Китай

Источник: Xinhua via Kyodo / cambodiaexpatsonline.com

проектов, которые будут инициированы или уже реализуются на территориях ряда перспективных стран СНГ, в том числе могут находиться на разных этапах: от стадии проектно-изыскательных работ до строительно-монтажных работ.

Наиболее перспективными рынками в СНГ являются Таджикистан, Киргизия и Узбекистан ввиду высокого уровня гидропотенциала и потенциальной установленной мощности проектов, планируемых к реализации до 2030 г., а также солидного опыта создания объектов электрогенерации в целом и гидрогенерации в частности отечественными компаниями в указанных государствах [8]. Большая часть крупных и средних ГЭС в данном регионе спроектированы и построены при участии российских специалистов.

Страны Южной и Юго-Восточной Азии обладают высоким гидропотенциалом и насчитывают большинство крупных потенциальных проектов по установленной электрической мощности. Особое внимание стоит уделить тому, что во многих предыдущих проектах в разных азиатских странах строительство и научно-исследовательские работы выполнены китайскими компаниями (лидеры отрасли), которые сохранили связи и могут конкурировать за дальнейшие контракты [9].

Кроме того, предприятия из КНР зачастую могут выполнять весь комплект работ «под ключ», значительно демпингуя во время торгов и «заходя» в проекты с привлечением собственного «дешевого» финансирования. Исключением является Индия ввиду политических конфликтов и сложных двусторонних отношений с Китаем.

В таблице 3 представлены результаты поиска и анализа гидроэнергетических проектов, которые будут инициированы или уже реализуются на территории стран Азии, в том числе могут находиться на разных этапах: от стадии проектно-изыскательных работ до строительно-монтажных работ.

Наиболее перспективными рынками в СНГ являются Таджикистан, Киргизия и Узбекистан ввиду высокого уровня гидропотенциала и потенциальной мощности проектов, планируемых до 2030 г.

Страна	Проекты		Потенциальная емкость в МВт
	Строительство	Модернизация	
Индия	ГЭС «Дибанг» (2 880 МВт); ГЭС «Джахол Санкри» (51 МВт); ГЭС «Риши Ганга 2» (35 МВт); ГЭС «Нижний Субаншири» (2 000 МВт); ГЭС «Савалкот» (1 856 МВт); ГЭС «Пунатсангчу 2» (1 020 МВт); ГЭС «Пакаль Дул» (1 000 МВт); ГЭС «Ратле» (850 МВт); ГЭС «Джанги Топан Павари» (804 МВт); ГЭС «Парбати 2» (800 МВт); ГЭС «Таванг 2» (800 МВт); ГЭС «Бурсар» (800 МВт); ГЭС «Плотина Кишау» (660 МВт); ГЭС «Киру» (624 МВт); ГЭС «Квар» (540 МВт); ГЭС «Тиста Стейдж-6» (500 МВт); ГЭС «Дугар» (500 МВт); ГЭС «Вишнугад Пипалкоти» (444 МВт); ГЭС «Бхайрон Гхати» (381 МВт); ГЭС «Бовала Нанд Прайаг» (300 МВт); ГЭС «Лахвар» (300 МВт); ГЭС «Миддл Колаб» (285 МВт); ГЭС «Дулжаста-2» (260 МВт); ГЭС «Девсари» (252 МВт); ГЭС «Лухри 1» (210 МВт); ГЭС «Лухри 2» (210 МВт); ГЭС «Барданг» (166 МВт); ГЭС «Боканг-Баилинг» (165 МВт); ГЭС «Дагмара» (130 МВт); ГЭС «Рангит Стейдж 4» (120 МВт); ГЭС «Сиркари Бхоль Рупсиабагар (120 МВт); ГЭС «Джелум Тамак» (108 МВт); ГЭС «Нанд Прайаг Лангасу» (100 МВт); ГЭС «Риши Ганга 1» (70 МВт); ГЭС «Джауласидх» (66 МВт); ГЭС «Карджат» (3 000 МВт); ГЭС «Джалонд» (2 400 МВт); ГЭС «Савитри» (2 250 МВт); ГЭС «Шараванти» (2 000 МВт); ГЭС «Чорнаи» (2 000 МВт); ГЭС «Джалвара» (2 000 МВт); ГЭС «Баитарни» (1 800 МВт); ГЭС «Пиннапурам» (1 680 МВт); ГЭС «Кенгади» (1 550 МВт); ГЭС «Джуннар» (1 500 МВт); ГЭС «Сидгарх» (1 500 МВт); ГЭС «Мавал» (1 200 МВт); ГЭС «Калу» (1 150 МВт); ГЭС «Тери» (1 000 МВт); ГЭС «Бхивпури» (1 000 МВт); ГЭС «Колмондапада» (800 МВт); ГЭС «Теква 2» (800 МВт); ГЭС «Малшейдж Гхат» (700 МВт); ГЭС «Панчет Хилл» (600 МВт); ГЭС «Индира Сагар Омкарешвар» (525 МВт); ГЭС «Гумбарли» (400 МВт)	ГЭС «Ури 1» (480 МВт); ГЭС «Пала Манери» (480 МВт); ГЭС «Тамак-Лата» (190 МВт); ГЭС «Вьяси» (120 МВт); ГЭС «Тери» (1 000 МВт); ГЭС «Найтвар Мори» (60 МВт); ГЭС «Талука Саакари» (140 МВт); ГЭС «Локтак» (105 МВт)	до 52 000– 54 000
	Пакистан	ГЭС «Диамер Баша» (4 500 МВт); ГЭС «Дасу» (4 320 МВт); ГЭС «Такот» (4 000 МВт); ГЭС «Паттан» (2 400 МВт); ГЭС «Шайок» (640 МВт); ГЭС «Аххори» (600 МВт); ГЭС «Кейал Хвар» (128 МВт); ГЭС «Куррам Танги» (84 МВт);	ГЭС «Тарбелла» (4 888 МВт); ГЭС «Нилум Джелум» (969 МВт); ГЭС «Мангла» (1 000 МВт)
Непал	ГЭС «Карнали Чисапани» (10 800 МВт); ГЭС «Верхний Карнали» (900 МВт); ГЭС «Верхний Арун» (1 063 МВт); ГЭС «Будхи-Гандаки» (до 1 200 МВт); ГЭС «Арун-3» (900 МВт); ГЭС «Нижняя Хеп Аруна» (669 МВт); ГЭС «Арун-4» (490 МВт); ГЭС «Средний Арун» (335 МВт)		до 17 000

Страна	Проекты		Потенциальная емкость в МВт
	Строительство	Модернизация	
Индонезия	каскада ГЭС «Кайан» (9 000 МВт); ГЭС «Ментранг Индунк» (1 375 МВт); ГЭС «Батангтору» (510 МВт); ГЭС «Керинчи Мерангин» (420 МВт); ГЭС «Верхний Цисокан» (1 040 МВт); ГЭС «Матенгенг» (943 МВт)	ГЭС «Чирата» (1 008 МВт); ГЭС «Танга» (317 МВт); ГЭС «Сигура Гура» (286 МВт); ГЭС «Асахан 3» (174 МВт)	до 15 000
Лаос	ГЭС «Бан Хум» (2 330 МВт); ГЭС «Луангпхабанг» (1 470 МВт); ГЭС «Пак Чом» (1 079); ГЭС «Пак Бенг» (912 МВт); ГЭС «Пак Лей» (770 МВт); ГЭС «Фу Нгой» (728 МВт); ГЭС «Санакхам» (684 МВт); ГЭС «Нам Теун-1» (650 МВт); «Нам Гном-3» (480 МВт); «Нам Гном-4» (240 МВт); ГЭС «Нам Анг» (168 МВт)		до 9 500
Вьетнам	ГЭС «Бак Ай» (1 200 МВт); ГЭС «Нам Мо 2» (120 МВт); ГЭС «Фу То» (105 МВт); ГЭС «Хой Чуан» (102 МВт); ГЭС «Йен Сон» (90 МВт)	ГЭС «Шон Ла» (2 400 МВт); ГЭС «Хоа Бинь» (1 920 МВт); ГЭС «Яли» (720 МВт); ГЭС «Чиан» (400 МВт)	до 7 100
Турция	ГЭС «Первари» (409 МВт); ГЭС «Чукурджа» (280 МВт); ГЭС «Бейхан 2» (264 МВт); ГЭС «Джизре» (240 МВт); ГЭС «Сильван» (160 МВт); ГЭС «Кема» (140 МВт); ГЭС «Палу» (144 МВт)	ГЭС «Ататюрк-Баражи» (2 400 МВт); ГЭС «Каракая» (1 800 МВт); ГЭС «Гезелер» (137 МВт); ГЭС «Аксу» (51 МВт)	до 6 200
Малайзия	ГЭС «Балех» (1 285 МВт); ГЭС «Ненгири» (300 МВт); ГЭС «Пенсианган» (162 МВт)	ГЭС «Султан Махмуд/Кейнир» (400 МВт); ГЭС «Белага» (160 МВт); ГЭС «Лимбанг 2» (130 МВт); ГЭС «Бакун» (2 520 МВт); Каскада ГЭС «Сунгай Перак» (1 248 МВт); ГЭС «Батанг Аيي» (108 МВт)	до 6 200
Бутан	ГЭС «Пунатсангчу-1» (1 200 МВт); ГЭС «Холонгчу» (600 МВт); ГЭС «Вангчу» (570 МВт); ГЭС «Бунаха» (180 МВт)	ГЭС «Тала» (1 020 МВт)	до 3 600
Мьянма	ГЭС «Швели 3» (до 1 000 МВт); ГЭС «Мантонг» (225 МВт); ГЭС «Намту» (210 МВт); ГЭС «Средний Паунглаунг» (152 МВт); ГЭС «Верхний Кенг Таунг» (54 МВт); ГЭС «За Хтай» (111 МВт)	ГЭС «Средняя Йейва» (735 МВт); ГЭС «Верхняя Йейва» (280 МВт); ГЭС «Швели 2» (520 МВт)	до 3 300
Камбоджа	Самборской плотины (2 600 МВт); дамбы «Стунг Тренг» (980 МВт)	ГЭС «Татай» (246 МВт)	до 4000 (мораторий до 2030 г.)
Ирак	ГЭС «Рашава» (36 МВт)	ГЭС «Мосул» (1 052 МВт); ГЭС «Дербендихан» (300 МВт); ГЭС «Хемрин» (50 МВт)	до 1 500 МВт
Монголия	ГЭС «Эгийн Гол» (315 МВт); Шуренской ГЭС (до 300 МВт); Орхонской ГЭС (30 МВт); ГЭС «Эрденет» (50 МВт)		до 1 000 МВт

Источники: составлено авторами на основе материалов атласа *Hydropower and Dams 2024*, исследования Ассоциации «Гидроэнергетика России» совместно с НИУ «ВШЭ», проведенного в 2023 г., и маркетинговых материалов ПАО «РусГидро»

Таблица 3. Перспективные проекты в сфере гидроэнергетики в странах Азии и Ближнего Востока

Страна	Проекты		Потенциальная емкость в МВт
	Строительство	Модернизация	
Мозамбик	ГЭС «Мпханда-Нкува» (1 500 МВт); ГЭС «Лупата» (650 МВт); ГЭС «Чемба» (600 МВт); ГЭС «Тамбара» (400 МВт); ГЭС «Павуа» (168 МВт); ГЭС «Лурио-2» (120 МВт); ГЭС «Альто Малема» (60 МВт)	ГЭС «Кахора Басса» (2 075 МВт) + строительство новой очереди (1 245 МВт)	до 7 000
Камерун	ГЭС «Гранд Эвенг» (1 800 МВт); ГЭС «Сонгмбенге» (1 140 МВт); ГЭС «Кикот» (500 МВт); ГЭС «Клеп» (485 МВт); ГЭС «Мбаку» (300 МВт); ГЭС «Ифахса» (300 МВт); ГЭС «Гранд Кастина-Ала» (460 МВт); ГЭС «Нахтигаль» (420 МВт)	ГЭС «Сонг-Лулу» (384 МВт); ГЭС «Эдэа» (276 МВт); ГЭС «Мемвэеле» (211 МВт)	до 6 000
Уганда	ГЭС «Айаго» (840 МВт); ГЭС «Киба» (400 МВт); ГЭС «Орианг» (392 МВт); ГЭС «Ухуру» (360 МВт)	ГЭС «Карума» (600 МВт); ГЭС «Буджагали» (250 МВт); ГЭС «Киира» (200 МВт); ГЭС «Исимба» (183 МВт); ГЭС «Налубаале» (180 МВт)	до 3 500
Судан	ГЭС «Шерейк» (420 МВт); ГЭС «Кажбар» (360 МВт)	ГЭС «Мерове» (1 250 МВт); ГЭС «Аппер Атбара и Сэтит» (320 МВт)	до 2 500
Гвинея (Конакри)	ГЭС «Амария» (300 МВт); ГЭС «Кукутамба» (294 МВт); ГЭС «Гранд-Кинкон» (280 МВт); ГЭС «Диган» (128 МВт); ГЭС «Касса Б» (118 МВт); ГЭС «Кора-Финди» (100 МВт); ГЭС «Морисанако» (100 МВт)	ГЭС «Суапити» (450 МВт)	до 1 800
Республика Конго	ГЭС «Шолле» (600 МВт); ГЭС «Ньянга» (230 МВт); ГЭС «Мпуку» (180 МВт); ГЭС «Куэмбале» (150 МВт); ГЭС «Макабама» (150 МВт); ГЭС «Морала» (101 МВт)	ГЭС «Имбулу» (120 МВт)	до 1 600
Кот-д'Ивуар	ГЭС «Луга» (280 МВт); ГЭС «Тибото» (225 МВт); ГЭС «Грибо Пополи» (112,9 МВт)	ГЭС «Субрэ» (275 МВт); ГЭС «Таабо» (210 МВт); ГЭС «Коссу» (174 МВт); ГЭС «Буйо» (165 МВт)	до 1 500
Египет	Высотной Асуанской плотины (2 100 МВт)		до 2 100

Таблица 4. Перспективные проекты в сфере гидроэнергетики в странах Африки

Источники: составлено авторами на основе материалов атласа *Hydropower and Dams 2024*, исследования Ассоциации «Гидроэнергетика России» совместно с НИУ «ВШЭ», проведенного в 2023 г., и маркетинговых материалов ПАО «РусГидро»

Наиболее перспективными рынками являются Индия, Пакистан, Непал, Индонезия, Лаос, Вьетнам, Мьянма, Турция ввиду высокого уровня гидропотенциала и потенциальной установленной мощности проектов, планируемых к реализации до 2030 г. Страны Африки представляют особую важность для развития стратегических экономических и политических отношений. Россия и государства макрорегиона имеют достаточно длительную историю своих взаимоотношений, которая началась в конце 18 века и продолжается до сих пор. С 1960 г. российскими специалистами спроектированы и построены крупные энергоузлы в Анголе, Египте, Эфиопии и других странах континента совокупной

мощностью 4,3 ГВт, создана в общей сложности четверть всех гидроэнергетических мощностей Африки [10].

В таблице 4 представлены результаты поиска и анализа гидроэнергетических проектов, которые будут инициированы или уже реализуются на территории государств Африканского континента, в том числе могут находиться на разных этапах: от проектно-изыскательной стадии до строительного-монтажных работ.

Наиболее перспективными рынками являются Мозамбик, Уганда, Камерун, Республика Конго благодаря высокому уровню гидропотенциала, а также относительно стабильной политической и военной ситуации в указанных государствах.

С точки зрения гидропотенциала и количества крупных проектов, рынок Латинской Америки выглядит достаточно привлекательным для отечественных компаний [11]. Вместе с тем необходимо учитывать политическую ситуацию в странах, в которых реализуются проекты: во-первых, из-за существующей проблемы геополитического влияния США на государства Латинской Америки, во-вторых, в большинстве случаев правительства стран региона требуют выполнения проектов «под ключ», а реализация осложняется бюрократическими процессами, несоизмеримыми требованиями по отношению к возможностям и отсутствием достаточной инвестиционной привлекательности, так как местные власти предлагают компаниям финансировать проекты самостоятельно, но не гарантируют безопасность инвесторам в случае геополитических рисков. Кроме того, у отечественных предприятий имеется незначительный опыт работы на данных рынках, что потребует больше времени для приобретения компетенций и установления связей на Латиноамериканском континенте².

² Из интервью с заместителем генерального директора ПАО

В таблице 5 представлены результаты поиска проектов ГЭС, которые будут инициированы, или уже строятся на территориях данных государств, в том числе могут находиться на разных этапах реализации: от этапа проектно-изыскательных до строительного-монтажных работ.

Наиболее перспективными рынками являются Аргентина, Перу, Эквадор и Боливия. Вместе с тем деятельность российских компаний в Аргентине и Эквадоре может быть значительно затруднена на современном этапе в связи с проамериканской политикой указанных государств, а также соответствующей непредсказуемостью национальных властей [12].

Принимая во внимание вышеуказанное, можно сделать следующие выводы:

1. В текущих условиях большинство ведущих международных корпораций в сфере гидроэнергетики обладают развитыми маркетинговыми структурами и осуществляют систематические исследования рынков с целью определения по-

«РусГидро» по проектному инжинирингу, устойчивому развитию и международному сотрудничеству С. В. Мачехиным.

Таблица 5 (начало). Перспективные проекты в сфере гидроэнергетики в странах Латинской Америки

Источники: составлено авторами на основе материалов атласа *Hydropower and Dams 2024*, исследования Ассоциации «Гидроэнергетика России» совместно с НИУ «ВШЭ», проведенного в 2023 г., и маркетинговых материалов ПАО «РусГидро»

Страна	Проекты		Потенциальная емкость в МВт
	Строительство	Модернизация	
Аргентина	ГЭС «Корпус Кристи» (3 000 МВт); ГЭС «Итакора-Итати» (1 400 МВт); ГЭС «Гараби» (1 152 МВт); ГЭС «Лос-Бланкос-1» (324 МВт); ГЭС «Портесуэло-Дель-Вьенто» (210 МВт); ГЭС «Портреро-Дель-Клавилю» (210 МВт); ГЭС «Кордон-Дель-Плата» (1 100 МВт); ГЭС «Эль-Бакеано» (180 МВт); ГЭС «Панамби» (1 048 МВт); ГЭС «Кондор Клифф» (950 МВт); ГЭС «Чиуидо-1» (637 МВт); ГЭС «Мичиуауо» (621 МВт); ГЭС «Ла-Инвернада» (560 МВт); ГЭС «Сьерро-Райосо» (560 МВт); ГЭС «Ла-Барранкоса» (360 МВт)	ГЭС «Ясирета» (1 600 МВт – аргентинская часть) + строительство еще 465 МВт; ГЭС «Сальто-Гранде» (945 МВт – аргентинская часть); ГЭС «Пьедра-Дель-Агила» (700 МВт); ГЭС «Анья-Куа» (270 МВт); ГЭС «Рио-Гранде» (750 МВт); ГЭС «Лос-Рэйунос» (224 МВт)	до 17 300
Перу	ГЭС «Мансериче» (7 550 МВт); ГЭС «Кумба 4» (825 МВт); ГЭС «Лагуна-Анхель Крус» (790 МВт); ГЭС «Чадин 2» (600 МВт); ГЭС «Тинго 1,2,3» (406 МВт); ГЭС «Уайага 1» (392 МВт); ГЭС «Люсила» (288 МВт); ГЭС «Санта-Тереса 2» (280 МВт); ГЭС «Сен Гаван 3» (205,8 МВт); ГЭС «Араса» (195 МВт); ГЭС «Курибамба» (195 МВт); ГЭС «Апуримак» (186 МВт); ГЭС «Бело-Оризончи» (180 МВт); ГЭС «Пукара» (178 МВт); ГЭС «Анто-Руис 4» (104 МВт); ГЭС «Анто-Руис 3» (102 МВт)		до 12 500

Страна	Проекты		Потенциальная емкость в МВт
	Строительство	Модернизация	
Эквадор	ГЭС «Самора Инданса» (2 940 МВт); ГЭС «Абитагуа» (165 МВт); ГЭС «Льюримагуас» (160 МВт); ГЭС «Парамбас» (145 МВт); ГЭС «Чирапи» (110 МВт); ГЭС «Идрориенте» (100 МВт); ГЭС «Сантьяго» (2 400 МВт); ГЭС «Самора Г» (1 800 МВт); ГЭС «Карденилло» (595,6 МВт); ГЭС «Чеспи-Пальма-Реаль» (468 МВт); ГЭС «Айурикин» (205,4 МВт); ГЭС «Тортуго» (201 МВт); ГЭС «Чонталь» (194 МВт);	ГЭС «Молино» (1 100 МВт); ГЭС «Сопладора» (487 МВт); ГЭС «Мазар» (170 МВт)	до 11 300
Боливия	ГЭС «Эль-Бала» (3 500 МВт); ГЭС «Рибейрао» (3 000 МВт); ГЭС «Качуэла Эсперанса» (990 МВт); ГЭС «Роситас» (600 МВт); ГЭС «Хунтос Карани» (440 МВт); ГЭС «Каррисаль» (360 МВт); ГЭС «Чепете» (350 МВт); ГЭС «Ивирису» (296 МВт); ГЭС «Сеуэнкас» (205 МВт); ГЭС «Чаянта» (177 МВт); ГЭС «Банда Асуль» (147 МВт); ГЭС «Паллилада» (118 МВт); ГЭС «Икона» (105 МВт); ГЭС «Молинерос» (101 МВт); ГЭС «Амброзия» (85 МВт)	ГЭС «Санта-Роса» (300 МВт); ГЭС «Сан-Хосе» (124 МВт)	до 10 900
Колумбия	ГЭС «Гуайас-Пуэрто-Рико» (460 МВт); ГЭС «Палагуа» (100 МВт);	ГЭС «Итуанго» (2 400 МВт)	до 3 000
Чили	ГЭС «Чошуэнко» (580 МВт); ГЭС «Качапоал» (550 МВт); ГЭС «Нельтуме» (490 МВт); ГЭС «Тено» (200 МВт); ГЭС «Сан-Педро» (170 МВт); ГЭС «Фронтера» (109 МВт); ГАЭС «Эспехо-Де-Тарапах» (300 МВт)	ГЭС «Альто Майпо» (270 МВт); ГЭС «Сан-Карлос-Де-Пурен» (154 МВт)	до 2 900
Бразилия	ГЭС «Бен Курер» (650 МВт); ГЭС «Табахара» (400 МВт); ГЭС «Формосо» (342 МВт); ГЭС «Апертадос» (139 МВт); ГЭС «Телемако Борба» (118 МВт)		до 1 650

Таблица 5 (конец). Перспективные проекты в сфере гидроэнергетики в странах Латинской Америки

тенциальных направлений деятельности, при этом экономическая эффективность компании на конкретном рынке зачастую обусловлена корректностью формирования и результативностью имплементации маркетинговой стратегии.

2. Основопологающим шагом в маркетинговом анализе является определение критериев исследования и установление их иерархии по значимости.

3. При оценке перспектив на международных рынках гидроэнергетики следует учитывать такие факторы как природно-ресурсный и энергетический потенциал, наличие устоявшихся деловых и посреднических связей, сформированных в ходе реализации предшествующих проектов, политическая стабильность, экономические условия, конкуренция, накопленный опыт и наличие кадрового потенциала.

4. «Вход» на рынок гидроэнергетики и участие в соответствующих проектах, как правило, является результатом многофакторного анализа. При этом не исключены ситуации, когда отдельный критерий может выступать в качестве доминирующего фактора, стимулирующего или препятствующего участию отраслевых компаний в реализации проекта.

5. На основе анализа открытых источников, таких как гидроэнергетический атлас Hydropower and Dams и информационно-аналитические материалы ведущих отечественных игроков гидроэнергетической отрасли, включая ПАО «РусГидро», определен перечень перспективных проектов для российских компаний: 205 – в Азии, 86 – в Латинской Америке, 55 – в Африке).

6. По результатам проведенного исследования относительно перспективные

зарубежные рынки предлагается ранжировать следующим образом: страны СНГ, страны Азии, страны Африки, страны Латинской Америки.

7. По итогам анализа наиболее перспективными рынками в странах СНГ являются Таджикистан, Киргизия и Узбекистан с учетом высокого нереализованного гидропотенциала, а также планами правительств указанных государств по реализации проектов по развитию генерации на базе ВИЭ до 2030 г., а также накопленным отечественными компаниями опытом в области проектирования и строительства объектов электрогенерации, в особенности гидроэлектростанций, на территории указанных государств.

8. Страны Южной и Юго-Восточной Азии также обладают значительным гидроэнергетическим потенциалом, что обуславливает наличие наибольшего числа перспективных проектов строительства и модернизации объектов гидроэнергетики. Вместе с тем в регионе отмечается серьезная конкуренция между ведущими отраслевыми игроками, в том числе с участием компаний из Китайской Народной Республики. Китайские предприятия, буду-

чи лидерами сферы гидроэнергетики, осуществляют полный комплекс работ «под ключ», применяя демпинговые стратегии в рамках конкурсных процедур и привлекая собственное экономически выгодное финансирование для реализации проектов. Наибольшие перспективы для работы имеются на рынке Индии, принимая во внимание высокий уровень политических отношений и стабильное развитие экономических контактов между нашими странами, а также серьезные разногласия указанной страны в отношениях с КНР.

9. Анализ рынка Латинской Америки с точки зрения гидроэнергетического потенциала и масштаба планируемых проектов выявил его высокую привлекательность. Вместе с тем оценка инвестиционной целесообразности требует учета политической конъюнктуры в предполагаемых странах реализации проектов. Дополнительным фактором, требующим внимания, является ограниченный опыт отечественных предприятий на данных рынках, что обуславливает необходимость временных затрат на формирование компетенций и установление деловых связей в указанном регионе.

Использованные источники

1. Науменко Н.В., Омаров М.М. Современные задачи и особенности деятельности маркетинговых служб в условиях ужесточающейся конкурентной среды // *Известия Международной академии аграрного образования*. – 2021. – № 54. – С. 153–156. – EDN: POOGFF.
2. Репинский О.Д. Место и роль маркетинговой службы в современной российской производственной компании // *Финансовая экономика*. – 2022. – № 6. – С. 222–225. – EDN: ERPKWE.
3. Коржова Г.А. Организация маркетинговой службы в компании // *Экономика и предпринимательство*. – 2024. – № 6 (167). – С. 1187–1189. – DOI: 10.34925/EIP.2024.167.6.245. – EDN: VGJPGG.
4. Коротин К.В. Перспективы взаимодействия РФ с дружественными странами в рамках инвестиционной деятельности // *Финансы и управление*. – 2023. – № 2. – С. 1–14. – DOI: 10.25136/2409-7802.2023.2.40856.
5. *Hydroelectric Power. A Guide for Developers and Investors / Fichtner Management Consulting AG*. – 116 p.
6. Сизов А.А. Развитие гидрогенерации как фактор современных трансформаций международных отношений // *Международные отношения*. – 2023. – № 3. – С. 81–97. – DOI: 10.7256/2454-0641.2023.3.43535. – EDN: YWPNVO.
7. Подведены итоги Второго саммита и Экономического и гуманитарного форума «Россия – Африка»: *Официальный сайт Форума «Россия – Африка» 2023 г.* – Санкт-Петербург. – Режим доступа: <https://summitafrica.ru/news/podvedeny-itoqi-vtorogo-sammita-i-ekonomicheskogo-i-gumanitarnogo-foruma-rossija-afrika/>. – Заглавие с экрана.
8. Притчин С.А. Энергетический кризис в странах Центральной Азии и перспективы их сотрудничества с Россией // *Россия и новые государства Евразии*. – 2023. – № 3(60). – С. 94–104. – DOI: 10.20542/2073-4786-2023-3-94-104.
9. Еникеев Ш.Н., Чжаосин И. Динамика энергетической политики России и Китая в Центральной Азии // *Евразийские исследования*. – 2024. – № 2 (2). – С. 17–36. – DOI: 10.48647/ICCA.2024.68.24.003.
10. Выступление Президента Российской Федерации В.В. Путина на пленарном заседании Второго саммита «Россия – Африка» 27 июля 2023 г. в г. Санкт-Петербурге: *Официальный сайт Президента Российской Федерации*. – Москва. – Режим доступа: <http://www.kremlin.ru/events/president/news/71814>. – Заглавие с экрана.
11. Комиссаров В.А., Коняева Ю.Д. Внешнеэкономические перспективы для России в Африке и Латинской Америке // *Международный журнал гуманитарных и естественных наук*. – 2023. – № 7-1(82). – С. 265–272. – DOI: 10.24412/2500-1000-2023-7-1-265-272. – EDN: EHKMSQ.
12. Дьякова В.В. Россия – Аргентина: состояние внешнеэкономического сотрудничества и перспективы его расширения в условиях текущего кризиса // *Российский внешнеэкономический вестник*. – 2023. – № 5. – С. 101–108. – DOI: 10.24412/2072-8042-2023-5-101-108.

Применение мультиагентных торгов для оптимизации спроса на электроэнергию в локальных энергосистемах

Application of multiagency trading to optimizing electricity demand in local energy systems

Владислав КАРАСЕВИЧ

Научный руководитель ООО «Умные энергосистемы», директор по научной работе ИЦ автономной энергетики МФТИ, к. т. н.
E-mail: karasevich.va@mipt.ru

Антон ЛЕДРОВ

Генеральный директор ООО «Умные энергосистемы», магистрант кафедры «Блокчейн» МФТИ

Михаил ПОВЕРНОВ

Технический руководитель ООО «Умные энергосистемы», руководитель отдела ИТ и автоматизации процессов ИЦ автономной энергетики МФТИ

Дмитрий ВОРОНЦОВ

Специалист по силовой электронике ООО «Умные энергосистемы», аспирант кафедры интегрированных киберсистем МФТИ

Екатерина СОЛНЦЕВА

Заместитель председателя правительства Нижегородской области, к. т. н.

Vladislav KARASEVICH

Scientific Director of Smart Energy Systems LLC, Director of Research at the Autonomous Energy Research Center at MIPT, PhD
E-mail: karasevich.va@mipt.ru

Anton LEDROV

General Director of Smart Energy Systems LLC, Master's student in the Blockchain Department at MIPT

Mikhail POVERNOV

Technical Director of Smart Energy Systems LLC, Head of the IT and Process Automation Department at the Autonomous Energy Research Center at MIPT

Dmitry VORONTSOV

Power Electronics Specialist at Smart Energy Systems LLC, Postgraduate Student in the Integrated Cyber Systems Department at MIPT

Ekaterina SOLNTSEVA

PhD, Deputy Chairman of the Nizhny Novgorod Region Government

Аннотация. В статье дается анализ текущей и перспективной ситуации в ТЭК России и рассматриваются возможности оптимизации существующих энергосистем за счет перераспределения нагрузок и управления спросом на энергию. Управление спросом на энергию актуально как для подключенных в сеть локальных энергосистем, в составе которых есть распределенная генерация и системы накопления энергии, так и для автономных энергосистем изолированных объектов и территорий. Предложена разработанная коллективом авторов модель гибкого управления спросом на энергию для локальных энергосистем на базе мультиагентных торгов. В модели каждый накопитель энергии или ее потребитель (нагрузка) или группа накопителей и потребителей с одинаковыми свойствами представляются в виде виртуальных агентов, а распределение прогнозируемой доступной энергии происходит на аукционе. В статье также описывается созданный в рамках проекта стенд, на котором авторы проводят и планируют проводить моделирование управлением спросом и устойчивости локальных энергосистем. *Ключевые слова:* автономные энергосистемы, распределенная генерация, управление спросом на энергию, мультиагентные торги.

Abstract. This article analyzes the current and future situation in the Russian fuel and energy sector and This paper examines the potential for optimizing existing power systems through load redistribution and energy demand management. Energy demand management is relevant for both grid-connected local power systems, which include distributed generation and energy storage systems, and for autonomous power systems of isolated facilities and territories. A model for flexible energy demand management for local power systems based on multi-agent bidding, developed by a team of authors, is proposed. In the model, each energy storage unit, its consumer (load), or a group of storage units and consumers with identical properties is represented as a virtual agent, and the distribution of predicted available energy occurs through an auction. The article also describes a simulation model created as part of the project, on which the authors are conducting and plan to conduct demand management and stability modeling for local power systems. *Keywords:* autonomous power systems, distributed generation, energy demand management, multi-agent bidding.

Введение

В настоящее время в российской и мировой энергетике наблюдается резкий и устойчивый рост энергопотребления, вызванный цифровой трансформацией основных производственных и жизненных процессов. Это приводит к необходимости строительства новых центров обработки данных (ЦОД), систем передачи данных, переходу на электротранспорт и автоматизированные системы управления. На разных уровнях функционирования энергосистем (глобальном, региональном, локальном, индивидуальном) все чаще образуется дефицит мощности, вызванный нехваткой пропускной способности сетей в пиковые периоды. Устойчивый рост потребления ставит вопросы о строительстве новых генерирующих мощностей. В России рост спроса оце-

нивается примерно в 3,5% в год, а в отдельных регионах, например, на Дальнем Востоке – до 5% и выше. По данным Минэнерго, необходимо ввести 88 ГВт новых мощностей до 2042 г. [1]. При текущих ценах на строительство новых мощностей в 400 тыс. руб. за 1 кВт (на основании [2]) строительство новой генерации можно оценить в более чем 38,9 трлн руб., общие затраты с учетом строительства новых и реконструкции существующих сетей в этот же период (на основании [1]) могут превысить 41 трлн руб.

Наряду со строительством новой генерации и увеличением пропускной способности существующих сетей, одним из решений проблемы нехватки мощности в пиковые периоды могут быть инструменты перераспределения нагрузки у потребителя с периодов пикового потребления на периоды более низкого спроса на элек-

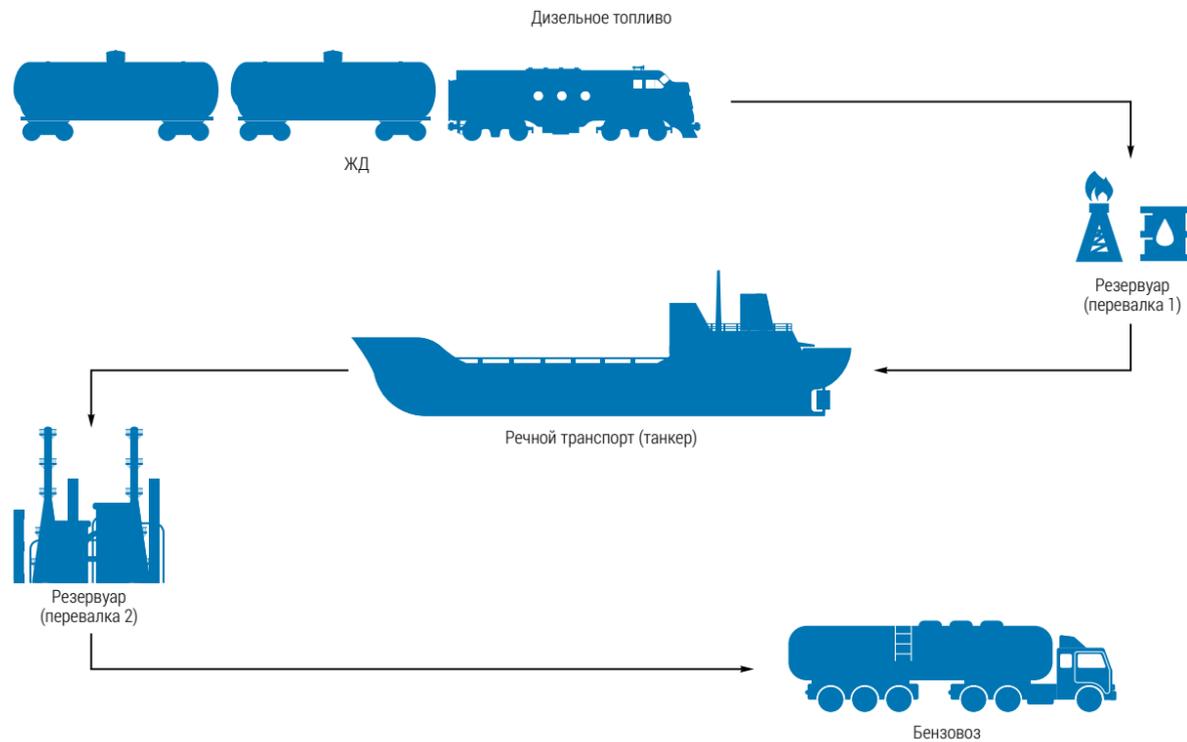


Рис. 1. Логистика дизельного топлива для Камчатки [6]

троэнергию, исходя из того, что сегодня установленная мощность электростанций только в ЕЭС России превышает 240 ГВт. Кроме того, еще порядка 2 ГВт могут добавить изолированные энергосистемы. Средний уровень загрузки электростанций в 2023 г. составил 52% (по тепловым электростанциям коэффициент использования установленной мощности немного превышает 48%) [1]. В связи с этим целесообразно там, где это актуально, рассматривать оптимизацию энергопотребления (в том числе и с использованием подходов к перераспределению нагрузок и использованию накопителей энергии) как альтернативу строительству части запланированных мощностей. Повышение эффективности загрузки существующих электростанций на 1% может стать альтернативой строительству 2,4 ГВт мощностей и снизить затраты на возведение, с учетом сетей, на более чем 500 млрд руб. В настоящий момент работа в этом направлении ведется силами ПАО «Россети» и их подрядчиков. В декабре 2019 г. на низкой стороне (0,4 кВ) подстанций в Белгороде была впервые установлена система накопления электроэнергии (СНЭ) мощностью 10 кВт и емкостью 53,3 кВт·ч, на сегодняшний день по стране

стоят десятки таких систем [3]. В 2022 г. подготовлен и утвержден стандарт ПАО «Россети» СТО 34.01–3.2–018–2022 «Системы накопления электрической энергии. Типовые технические требования» [4]. В сентябре 2025 г. проведены тендеры на строительство трех крупных СНЭ общей мощностью 350 МВт в Южном Федеральном округе, их ввод в эксплуатацию планируется до конца 2026 г. Средняя стоимость 1 кВт мощности СНЭ составила 168,6 тыс. руб., что значительно ниже, чем стоимость 1 кВт генерации в округе [5].

В России несколько тысяч изолированных энергообъектов, основным энергоресурсом на которых является дизельная генерация. Из-за сложной логистики дизельного топлива (ДТ), один из вариантов которой показан на рис. 1, стоимость электроэнергии в отдельных населенных пунктах Арктического региона России превышает 2500 руб. за 1 кВт·ч, что делает целесообразным рассмотрение вариантов снижения потребления ДТ за счет применения альтернативных решений, в том числе ВИЭ и СНЭ. Часто при доставке ДТ приходится учитывать, что периоды водной и сухопутной навигации не совпадают по времени: например, навигация по р. Лена идет с мая по сентябрь, а зим-

ние дороги (зимники) прокладывают после установления стабильных морозов [6]. Стоимость северного завоза, по которому топливом снабжаются более 4100 населенных пунктов из 25 регионов, в 2022 г. составила 99,7 млрд руб., из 3,4 млн т груза доля ДТ, бензина и мазута достигла 37% [7]. Во многих изолированных поселениях применение комбинации ВИЭ и СНЭ (в том числе и сезонных накопителей энергии в виде водорода) не только приведет к снижению стоимости энергоснабжения за счет снижения доли ДТ в энергобалансе, но и окажет благоприятное воздействие на окружающую среду.

В настоящий момент реализованы десятки проектов по замещению дизельной генерации на гибридные ветро-дизельные или солнце-дизельные автономные гибридные энергокомплексы (АГЭК). В качестве примера можно привести ветродизельный комплекс в п. Тикси (Республика Саха), в составе которого 3 ветроустановки (ВЭУ) общей установленной мощностью 900 кВт, дизельная электростанция (ДЭС) установленной мощностью 3000 кВт и система хранения энергии (СНЭ) мощностью 1000 кВт или АГЭК «Сасыр» (Республика Саха), в составе которого СЭС 230 кВт, ДЭС 1000 кВт и СНЭ 1000 кВт

[8]. В ближайшее время ПАО «РусГидро» планирует построить 73 АГЭК с использованием ВИЭ в Якутии и 7 – на Камчатке общей установленной мощностью ВИЭ 30 МВт и ДЭС – более 90 МВт [9].

Наряду с применением СНЭ, одним из подходов по выравниванию генерации и спроса на электроэнергию являются системы управления спросом, в том числе и за счет применения мультиагентных торгов.

Управление спросом на энергию и мультиагентные торги

В большинстве случаев, под управлением спросом чаще всего понимают изменение потребления электроэнергии конечными потребителями относительно их нормального профиля нагрузки в ответ на изменение цен на электроэнергию во времени или в ответ на стимулирующие выплаты [10]. Однако в данной работе основной акцент связан с оптимизацией энергопотребления для повышения надежности работы локальной энергосистемы, а не для извлечения максимальных финансовых дивидендов. Частными

Подстанция в Белгороде

Источник: «Белгородэнерго»

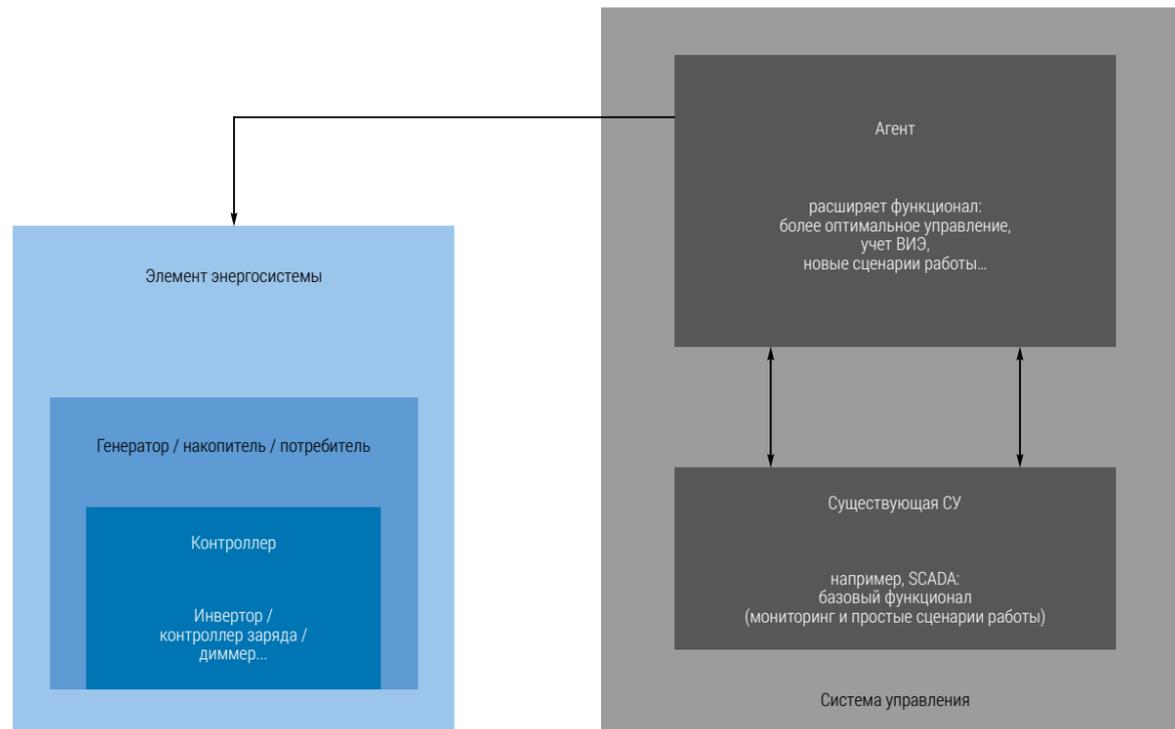


При текущих ценах на сооружение мощностей строительство новой генерации оценивается в более чем 38,9 трлн руб., а с учетом реконструкции существующих сетей затраты могут превысить 41 трлн руб.

случаями работы представленной модели может быть максимальное извлечение прибыли за счет оптимизации собственного потребления: в этом случае в модель добавляется агент, который покупает энергию на аукционе с целью ее продажи на внешний рынок.

В локальных энергосистемах управление спросом внутри самой системы может быть реализовано за счет применения механизма мультиагентных торгов. Мультиагентная система (MAS) – это система, состоящая из нескольких автономных интеллектуальных агентов, которые взаимодействуют друг с другом для

Рис. 2. Пример мультиагента



достижения общей цели. В случае применения в энергетике суть метода состоит в том, что каждому элементу генерации, накопления энергии или нагрузке (потребителю) соответствует виртуальный агент (рис. 2), а распределение доступной для потребителей энергии происходит путем аукционных торгов. Торги могут проходить как периодически (например, раз в час или в 15 минут), так и непрерывно. Прогнозные данные по выработке электроэнергии ВИЭ формируются на основе прогнозных метеоданных со специализированных ресурсов (например, [11] или [12]) или рассчитываются самостоятельно.

Теоретические основы моделирования

Общая схема энергосистемы (рис. 3) сочетает в себе наличие сетевой и распределенной генерации. В случае изолированной энергосистемы центральная генерация со стороны сети отсутствует, наличие остальных элементов (например, ВИЭ, дизельной генерации или СНЭЭ) опционально. СНЭЭ может представлять собой комбинацию из нескольких накопителей энергии (например, комбинацию из проточного вана-

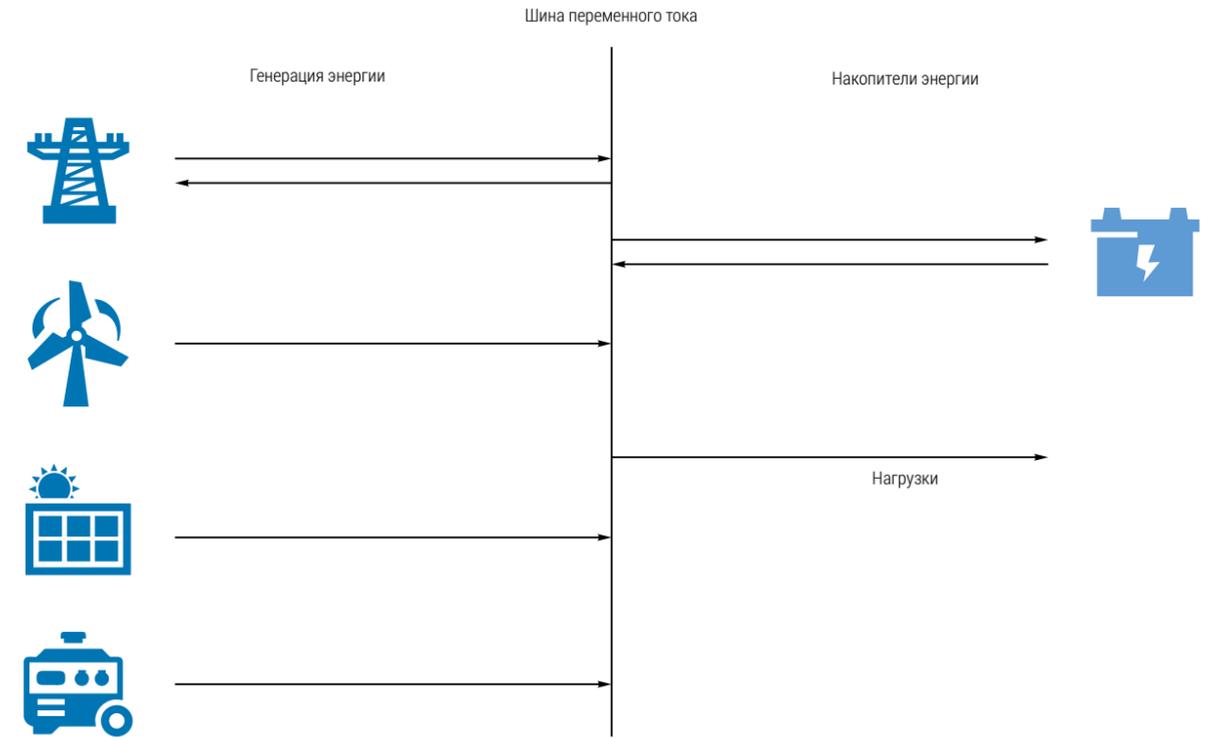


Рис. 3. Общая схема локальной энергосистемы

диевого редокс-накопителя, водородной системы хранения энергии и системы хранения энергии на литий-ионных батареях). Следует отметить, что сегодня практически во всех изолированных энергосистемах присутствуют дизельные электростанции (ДЭС).

Модель рассматривает 3 основных группы потребителей. В первую группу входят изолированные энергосистемы, которые не подключены к сетям и снабжаются энергией только за счет собственной генерации (в основном это генерация на привозном дизельном топливе). Во вторую группу входят условно-изолированные энергосистемы, потребители, которые подключены к сети, но сеть или не является единственным источником выработки электроэнергии, или в полной мере не может обеспечить электроэнергией всех потребителей. Сумма нагрузок в таких системах выше, чем выделенная потребителю или локальной энергосистеме (через подстанцию) мощность. Третья группа потребителей производит электроэнергию на базе распределенной генерации (в том числе ВИЭ) и может не только выступать потребителем энергии из сетей, но и выдавать излишки своей электроэнергии в сеть.

Для изолированного поселения, объекта или потребителя. Баланс производства и потребления энергии в данном случае зависит от установленной мощности генерации. В случае, если речь идет о дизельной генерации, производство электроэнергии всегда подстроится под любое потребление и возможности для оптимизации нагрузки достаточно ограничены (энергосбережение и выравнивание нагрузки приводит к уменьшению расходов дизельного топлива).

Если у потребителя или в энергосистеме объекта есть генерация на базе возобновляемых источников энергии, то ее выработка нестабильна во времени и часто не коррелирует со спросом на электроэнергию. В этом случае выравнивание нагрузки под выработку электроэнергии может дать ощутимый эффект. Благодаря механизмам прогнозирования можно определить выработку энергии на будущий период (например, на 30 минут или на 1 час вперед) и подстроить локальный спрос на энергию, исходя из будущей выработки. При наличии в системе накопителей энергии также учитывается заряженность накопителя и его политика в отношении обеспечения надежности энергоснабжения. Нагрузка, включая накопители



Накопитель электроэнергии

Источник: econet.ru

энергии, в этом случае гибко ранжируется по важности (в рамках проекта авторы используют для ранжирования нагрузки механизм мультиагентных торгов), в первую очередь доступ к электроэнергии получает то оборудование, которое в данный момент времени получило наивысший приоритет. При этом часть оборудования (например, противопожарные системы или автоматика) автоматически получают наивысший статус, часть оборудования (например, некоторые розетки и наружное освещение) могут изначально получить самый низший ранг и снабжаться электроэнергией по остаточному принципу.

Целесообразно рассматривать оптимизацию энергопотребления с использованием подходов к перераспределению нагрузок и накопителей электроэнергии как альтернативу строительства мощностей

Для отдельно взятого потребителя или локальной энергосистемы. В отличие от предыдущего случая в качестве одного из источников энергии (иногда даже единственного) выступает сеть, которую в данном случае характеризует доступная мощность (до 15 кВт у физических и до 150 кВт у юридических лиц) и условно-бесконечная емкость (ограничена только мощностью, умноженной на заданный временной интервал). В некоторых случаях у потребителя есть генерация на базе ВИЭ или даже дизельная генерация, возможно наличие в локальной энергосистеме накопителей энергии. Энергосистему, которая подключена к сети, но сеть при этом не обеспечивает потребность и является одним из источников генерации (в отдельных случаях в качестве еще одного источника энергии может выступать накопитель энергии).

Микрогенерация. В данном случае речь идет о потребителе, у которого стоит собственная генерация электроэнергии на базе ВИЭ. Потребитель использует сеть в обе стороны. Сеть можно представить как накопитель определенной мощности (потребитель может подключить на выдачу в сеть до 15 кВт мощности ВИЭ), емкость которой ограничена только

договором между сетями и потребителем (обычно это 15 кВт для физических и до 150 кВт для юридических лиц). В текущей редакции закона о микрогенерации установленная мощность генерации ВИЭ у физического лица должна быть не более 15 кВт, у юридического – не более 100 кВт (с выдачей в сеть не более 15 кВт). В настоящий момент рассматривается вариант увеличения выдаваемой в сеть мощности ВИЭ со стороны потребителя до 150 кВт.

Методология моделирования элементной базы для мультиагентных торгов

На рис. 4 показана общая схема разработанного в рамках исследования экспериментального стенда. Отдельные его элементы (генерация энергии, накопление энергии, нагрузка (потребители) и их реализация в рамках стенда будут рассмотрены далее.

Генерация электроэнергии. На первом этапе для определения текущей и прогнозной генерации солнечной и ветровой энергии выбирается объект исследования и его координаты. Далее данные для

расчета генерации берутся, исходя из расположения объекта или поселения. При наличии доступа у объекта или поселения к электрической подстанции или щиту считается, что со стороны сети есть возможность стабильного получения электроэнергии, ограничиваемого мощностью подстанции или щита. Дизельная генерация, при ее наличии, рассматривается как резервная и аварийная, доступная мощность определяется установленной мощностью дизельных агрегатов. Основной задачей оптимизации в случае наличия сетевой и дизельной генерации является снижение расхода дизельного топлива и снижение затрат на сетевую электроэнергию.

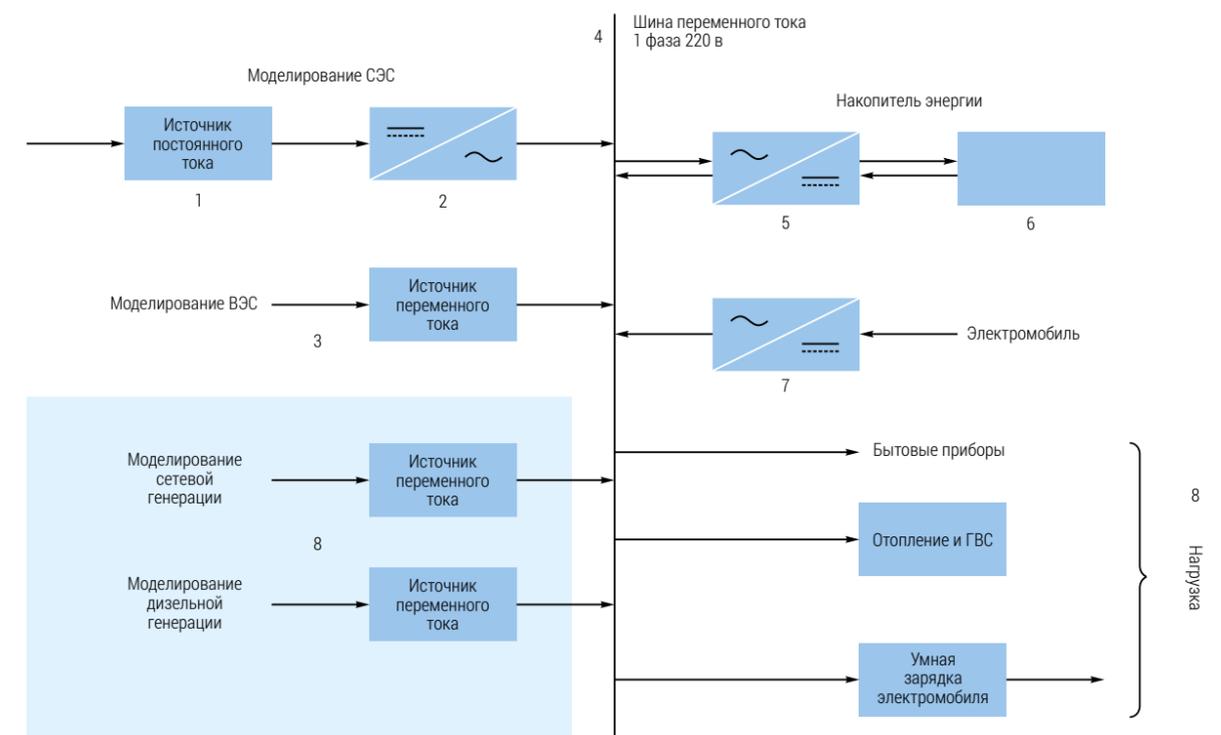
На втором этапе определяется текущая и прогнозная выработка энергии для генерации на базе возобновляемых источников энергии (в рамках исследования рассматривается только солнечная и ветровая генерация).

Генерация электроэнергии на фотоэлектрических панелях определяется по формуле 1.

$$E = 0,9 * S * G * \eta * t \quad (1)$$

где E – вырабатываемая электроэнергия (Вт·ч), S – площадь солнечной пане-

Рис. 4. Экспериментальный стенд энергосистемы объекта



ли (в квадратных метрах), G – плотность солнечной радиации (мощность солнечного излучения на единицу площади, Вт/м²), η – коэффициент полезного действия (КПД) солнечной панели, t – время, в течение которого панель подвергается воздействию солнечной радиации (в часах). Значения S и η зависят от технических параметров выбранных фотоэлектрических панелей, текущие и прогнозные почасовые значения G на 24 часа вперед берутся из специализированных ресурсов по прогнозированию погоды [10, 11]. Коэффициент 0,9 говорит о том, что 10% выработки заложено в потери на преобразование энергии.



Производство литий-ионных систем накопления энергии
Источник: Игорь Захаров / strana-rosatom.ru

Полученные данные о выработке солнечной генерации отправляются в систему управления верхнего уровня, откуда поступает команда на входящий в состав стенда источник постоянного тока 1. Полученная с источника постоянного тока энергия проходит и преобразуется на инверторе 2 в переменный ток напряжением 220 В и частотой 50 Гц и попадает на шину переменного тока 4.

Генерация ветровой энергии определяется по формуле 2.

$$P = 0,9 * \pi * D^2/8 * \rho * V^3 * \eta \quad (2)$$

где P – мощность ветроагрегата, D – диаметр ветроколеса, ρ – плотность воздуха,

V – скорость ветра на высоте ветроколеса, η – КПД ветроагрегата. D и η определяются исходя из технических характеристик выбранного ветрогенератора, ρ обычно берется около 1,226 кг/м³, прогнозная скорость ветра на высоте ветроколеса берется как скорость ветра на высоте 10 или 50 м из [1, 2] и пересчитывается по формуле 3. На потери, как и в случае СЭС закладывается 10%.

$$V = V_{\phi} * (H/H_{\phi})^a \quad (3)$$

где V – скорость ветра на высоте ветроколеса, V_{ϕ} – скорость ветра на высоте флюгера, H – высота ветроколеса, H_{ϕ} – высота флюгера, a – показатель, зависящий от рельефа местности и турбулентности (для открытой равнины обычно принимают 1/7 или 0,14).

Полученные данные о выработке солнечной генерации отправляются в систему управления верхнего уровня, откуда поступает команда на входящий в состав стенда источник переменного тока 3 и далее попадают на шину переменного тока 4.

СНЭЭ и нагрузка. В качестве СНЭЭ на стенде электромобиль и аккумуляторная батарея. Модуль электромобиля состоит из 7 соединенных последовательно ячеек «Ниссана Лиф», которые заряжаются от разработанного авторами блока умной зарядки. Основная функция блока умной зарядки – обеспечить выдачу на зарядную станцию и далее на электромобиль мощность, ограниченную текущими результатами мультиагентных торгов. Выдача энергии из модуля осуществляется через инвертор 7, преобразовывающий постоянный ток с напряжением 48 В в переменный в 220 В, далее переменный ток поступает на шину 4.

Литий-ионная батарея 6 напряжением 48 В и мощностью 1 кВт подключена к шине переменного тока 4 через двухсторонний инвертор 5 мощностью 2 кВт, на котором происходит преобразование переменного тока 220 В в постоянный ток 48 В и наоборот.

Моделирование нагрузки (кроме электромобиля и аккумуляторной батареи в режиме зарядки) происходит за счет использования электрического тэна (с плавным регулированием), вентилятора (с плавным регулированием) и набора ламп.

Моделирование мультиагентных аукционов

Все оборудование локального энергокомплекса может быть разделено на 3 группы. К первой группе относится оборудование, которое имеет свою продвинутую автоматизацию и может быть подключено к системе управления высшего уровня. В этом случае оборудование просто встраивается в систему управления спросом. Вторая группа включает в себя неавтоматизированное или недостаточно автоматизированное для общения с системой верхнего уровня оборудование, которое можно доавтоматизировать, установив на него модуль автоматизации. Такой модуль разработан в рамках проекта на базе одноплатного компьютера, пример автоматизированного холодильника «Саратов». В третью группу относится оборудование, которое невозможно автоматизировать, мониторинг и управление таким оборудованием осуществляется за счет умных розеток и автоматов.

Аукцион по торговле энергией проводится на центральном сервере, куда поступают заявки от мультиагентов. В первую очередь удовлетворяются заявки с наивысшим приоритетом, которые идут по максимальной внутренней цене. Далее заявки идут с понижением цены и приори-

тетности. Объем выставленной на торги энергии определяется прогнозным значением выработки ВИЭ (наличие сети не рассматриваем, дизельная генерация стоит в аварийном резерве) на отчетный период. В модели торги повторяются каждые 15 минут, в реальности аукционы можно проводить как дискретно с любым временным интервалом, так и непрерывно. Системы хранения энергии также участвуют в аукционе как продавцы и покупатели, цена покупки и продажи определяется агентом исходя из заряженности СНЭЭ и электромобиля. В случае наличия достаточного объема энергии ВИЭ удовлетворяются заявки всех потребителей, при ее дефиците заявки с наименьшим приоритетом отклоняются.

В процессе моделирования нагрузки часто ее потребление можно разбить на 2 и более аукционных запроса с разными приоритетами. Например, для системы кондиционирования помещения важно соблюсти требования санитарных норм, из потребности энергии для их исполнения формируется потребительский минимум с высоким приоритетом в аукционных торгах. Кроме того, потребитель может установить комфортный для себя режим работы оборудования, который потребует дополнительной энергии: на аукцион будет подана вторая заявка с меньшим приоритетом, чем первая.

Использованные источники

1. Проект Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2042 г. – URL: <https://www.so-ups.ru/future-planning/public-discussion-genshema/2042/>.
2. Реестр итогов конкурентного отбора мощности новых генерирующих объектов. – URL: <https://www.so-ups.ru/news/press-release/press-release-view/news/24239/>.
3. «Россети Центр» установили первый накопитель электроэнергии // Интернет-портал Energybase.ru. – 2019. – URL: <https://energybase.ru/news/companies/rosseti-center-installed-the-first-electric-energy-storage-device-2019-12-02>.
4. СТО 34.01-3.2-018-2022: «Системы накопления электрической энергии. Типовые технические требования» // Стандарт ПАО «Россети». – 2022. – URL: <https://www.rosseti.ru/upload/iblock/2fb/32kkstnfybhorjfrbnpnuqbh01pvdi2m.pdf>.
5. Дятел Т. Запасите, кто может // Коммерсантъ. – 2025. – №174. – 23 сент. – URL: <https://www.kommersant.ru/doc/8059118>.
6. Макаров П. Тонкости логистики // Вестник «РусГидро». – 2022. – №11. – Ноябрь. – URL: <https://www.vestnik-rushydro.ru/articles/11-noyabr-2022/krupnym-planom/tonkosti-logistiki/>.
7. Северный завоз: система жизнеобеспечения районов Крайнего Севера : Отчет Востокгосплана. – 2023. – 42 с. – URL: <https://vostokgosplan.ru/wp-content/uploads/sevzavozdigest.pdf>.
8. Елистратов В.В. Энергоснабжение в Арктике с использованием ВИЭ // Нефтегаз.РФ. – 2023. – №1 (133). – URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/arktika/766987-energostonabzhenie-v-arktike-s-ispolzovaniem-vie/>.
9. «РусГидро» ввело в эксплуатацию пять автономных энергокомплексов в Якутии и Камчатском крае // Интернет-сайт журнала «Вестник РусГидро». – 2024. – URL: <https://vestnik-rushydro.ru/articles/vrg/v-rossii/rusgidro-vvelo-v-ekspluatatsiyu-pyat-avtonomnykh-energokompleksov-v-yakutii-i-kamchatskom-krae/>.
10. О механизме управления спросом на электроэнергию. Пилотный проект по вовлечению потребителей розничного рынка электроэнергии в управление спросом на электроэнергию. Методы контроля исполнения обязательств по разгрузке. Презентация СО ЕЭС. – 2020. – URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/markets/dr/present/2020/present_171220_control_methods.pdf.
11. Internet site NASA Prediction of Worldwide Energy Resources (POWER). – Mode of access: <https://power.larc.nasa.gov/>.
12. Internet site Forecast Solar. – Mode of access: <https://forecast.solar/>.

Возможности и проблемы освоения ветроэнергетического потенциала акваторий Северного Ледовитого океана

Possibilities and challenges of developing the wind energy potential of the Arctic Ocean basins

Эльмира ИСМАИЛОВА
Главный специалист,
Институт океанологии им. П. П. Ширшова РАН
E-mail: ismailova.e.a@campus.mse-msu.ru

Elmira ISMAILOVA
Main expert P. P. Shirshov
Institute of Oceanology, RAS
E-mail: ismailova.e.a@campus.mse-msu.ru

Печорское море

Источник: aagi.ru



Аннотация. В настоящем исследовании рассмотрены возможности, перспективы и ограничения развития электроэнергетических мощностей на шельфе и побережье Северного Ледовитого океана в российской части Арктики. Проведен анализ природно-географического потенциала ветроэнергетики в арктическом макрорегионе и экономико-технологических аспектов создания и функционирования новых энергетических мощностей. Обобщены сложности, ограничения и технические проблемы реализации проектов по созданию ВИЭ.

Ключевые слова: электроэнергетика, Арктика, Северный Ледовитый океан, ресурсный потенциал, ВИЭ, ветер, ветроэнергетический потенциал.

Abstract. This study examines the opportunities, prospects, and constraints associated with the development of electric power capacities on the shelf and along the coastline of the Arctic Ocean within the Russian sector of the Arctic. An analysis is conducted of the natural and geographical potential for wind energy deployment in the Arctic macro-region, as well as the economic and technological factors influencing the establishment and operation of new energy infrastructures. The study summarizes the key challenges, limitations, and technical issues encountered in the implementation of renewable energy projects.

Keywords: electric power industry, Arctic, Arctic Ocean, resource potential, renewable energy sources, wind, wind energy potential.

//

По экспертным оценкам, к середине XXI века Северный Ледовитый океан практически полностью освободится от ледового покрова

Еще в советский период государство уделяло пристальное внимание развитию этого макрорегиона, в первую очередь из-за значительных запасов полезных ископаемых (нефть, газ, никель, кобальт, медь, алмазы, золото, уголь) [1–4]. В последние десятилетия Арктический макрорегион и прилегающие к нему морские пространства стали объектом пристального внимания и изучения из-за глобальных климатических изменений, их влияния и послед-

ствий для Арктики [5]. Многочисленные исследования показывают, что скорость этих изменений в Арктике примерно в 2,5 раза превышает аналогичные процессы в других частях планеты [6]. Увеличивается средняя температура приземного воздуха, тает полярная ледовая шапка, происходит деградация многолетней мерзлоты, биологические изменения в прибрежных акваториях. По экспертным оценкам, к середине 21 века Северный Ледовитый океан практически полностью освободится от ледового покрова. В интервале 2036–2065 гг. это относится к европейской, в последующем азиатской части прибрежных морей Северного Ледовитого океана, а при эмиссионном сценарии RCP 8.5 затронет центральную часть Северного Ледовитого океана [7]. Соответственно акватории прибрежных морей станут потенциальным местом освоения, включая полезные ископаемые на дне и биологические ресурсы в воде.

Еще в 1920-е годы при разработке плана ГОЭРЛО отмечалась необходимость ускоренного развития энергетики по отношению к остальным отраслевым комплексам с учетом энергобалансов и региональной специфики [8]. Арктическая энергетика последнее столетие базировалась на совокупности ископаемых и гидроэнергетических ресурсов, а позднее к ней подключили атомные мощности. В отличие от основной территории страны, большая часть Аркти-

ки ориентирована на закрытые региональные энергетические комплексы, обслуживающие конкретный участок территории, где есть промышленные производства и поселения. В Мурманской области это Кольская АЭС, восточнее, в Ненецком АО, Республике Коми, ЯНАО – отдельные ТЭЦ, работающие на газе, угле и мазуте, а также дизельные мощности, в Красноярском крае – газовая и гидрогенерация, в Республике Саха (Якутия) – в основном дизельная генерация, а в Чукотском АО – совокупность атомной генерации и дизельных электростанций.



Северный завоз угля, Красноярский край
Источник: *transpromstroy.ru*

В целом, согласно оценочным данным, профицит энергобаланса составляет примерно 3% для всех арктических территорий¹. Основная проблема возникает в территориальном расположении объектов энергоснабжения и значительной удаленности многих потребителей от источников энергоснабжения. Крупные производственные объекты получают питание от построенных рядом угольных и газовых ТЭЦ и атомных станций, небольшие производства и населенные пункты ограничиваются локальными системами, спроектированными под привозное дизельное топливо или мазут.

¹ Оценка проводилась на основе данных энергобаланса Росстата по регионам Арктической зоны РФ с коррекцией по регионам, территории которых не полностью включены в состав Арктической зоны РФ (Якутия, Красноярский край). Номинально энергобаланс всех регионов профицитен на 15% в 2024 г.

Такие системы при всем удобстве использования имеют определенные недостатки, которые особенно значимо проявляются в условиях климатических изменений. Ископаемое топливо негативно влияет на экологическую ситуацию в регионе, оно достаточно дорогое с учетом доставки. Согласно оценкам, проведенным на основе данных Росстата и Минэнерго России, в макрорегионе Арктической зоны РФ (Мурманская область, Ненецкий АО, Ямало-Ненецкий АО, Красноярский край, Республика Саха (Якутия), Чукотский АО) ежегодно потребляется около 8,395 млн т угля и 1,586 млн т дизельного топлива (расчет по эквиваленту тонн условного топлива)². И все эти ресурсы в большинстве своем привозные и требуют дорогостоящей доставки.

В свою очередь строительство новых капитальных объектов энергоснабжения сопряжено с рядом сложностей. Для таких станций необходимо наличие гарантированных потребителей электроэнергии, что в условиях Севера подразумевает либо наличие крупных промышленных потребителей, как, к примеру, в случае с портом Сабетта и прилегающими месторождениями газа, для обеспечения которых была построена отдельная газовая ТЭЦ, либо создание протяженных линий электропередач для обеспечения удаленных друг от друга объектов. Стоимость расширения электросетей в Арктике высока. С учетом современных климатических процессов, которые существенным образом влияют на стабильность грунта, последующая эксплуатация таких протяженных объектов представляется достаточно рискованной мерой [9].

Именно поэтому, несмотря на распространение централизованного энергоснабжения в северных городах и отдельных регионах (Воркута, Норильск, Мурманская область), значительно повсеместное использование локальных изолированных источников энергии, работающих на угле, мазуте, дизельном топливе [10].

Некоторые регионы Арктической зоны России уже сейчас рассматривают и реализуют пилотные проекты по созданию альтернативных локальных мощностей на основе возобновляемых источников энергии. В основном это проекты на побережье, направленные на модернизацию

² Оценки проведены на основе собственных расчетов по данным Росстата и региональной статистики.

или замещение существующих изолированных мощностей. К примеру, в 2017 г. был реализован проект строительства ветро-дизельной электростанции общей мощностью 800 кВт в п. Амедерма в Ненецком АО, из которых ветряная составляющая производит 200 кВт. В 2018 г. однотипный проект реализован в п. Тикси на побережье моря Лаптевых в Республике Саха (Якутия). Мощность объекта составила 3900 кВт, из которых на долю ветрового парка приходится 900 кВт. Экономия дизельного топлива после реализации проектов составляет около 30% от расходов предыдущего периода [11].

Ключевым вопросом в развитии возобновляемой энергетики в Арктике и, в первую очередь, ветроэнергетических проектов является вопрос: зачем? Казалось бы, территория с достаточно суровыми и зачастую нестабильными природными условиями, плохой погодой, незначительным количеством населения, разрозненными очагами освоения и хозяйственной активности. Все эти обстоятельства выглядят достаточно неблагоприятно и не могут оцениваться позитивно. Ведь гораздо проще пользоваться отработанными технологическими решениями на ископаемом топливе, даже если они доро-

же в операционных издержках (доставка топлива), чем ввязываться в разработку сложных технических решений. Ответ на этот вопрос состоит из совокупности природно-географических и экономическо-технологических факторов.

Природно-географическая компонента

В прибрежных районах Северного Ледовитого океана имеется существенный повышенный потенциал ветроэнергетической энергии. Среднегодовая скорость ветра в арктических акваториях составляет порядка 7–8 м/с [12], что гораздо выше, чем в любом другом регионе России, за исключением горных местностей Кавказа и отдельных мест в Южной Сибири. Эти данные подтверждаются многочисленными исследованиями и, в частности, отражены в Атласе ветров России [13], в Национальном кадастре ветроэнергетических ресурсов России [14], Атласе ветрового и солнечного климата России [15]. Все эти работы подтверждают значительный потенциал ветровой энергии в Арктике и особенно в акваториях арктических морей и на побережье.

ВЭС в п. Тикси

Источник: «Русгидро»



В макрорегионе Арктической зоны РФ (Мурманская область, НАО, ЯНАО, Красноярский край, Якутии, Чукотский АО) ежегодно потребляется около 8,395 млн т угля и 1,586 млн т дизельного топлива

В период 2010–2020 гг. мировая энергетика переживала бурное развитие возобновляемых источников энергии. Разрабатывались планы, сценарии, прогнозы. Вкладывались значительные инвестиции в проекты энергетических станций. Эти тренды не обошли стороной Россию. Исследования, проводившиеся в этот период времени, показали, что в стране существует несколько крупных территориальных образований, где развитие возобновляемых источников энергии может быть экономически привлекательно и целесообразно. В отчете Российской ассоциации ветроиндустрии среди наиболее перспективных территориальных зон для строитель-

ства ветровых энергостанций выделяются Северо-Кавказский федеральный округ, Республика Калмыкия, все побережье Северного Ледовитого океана, Камчатский край, где средняя скорость ветра 6–8 м/с [16] (рис. 1).

К примеру, в Баренцевом море средняя плотность ветра составляет 400–600 Вт/м², что в 2–2,5 раза выше, чем возле побережья [17]. Учитывая протяженность арктического побережья и масштаб акваторий Северного Ледовитого океана, ветроэнергетический потенциал огромен. То есть, морское базирование может быть более предпочтительным.

В среднесрочной перспективе предполагается активное освоение нефтегазовых ресурсов на шельфе Баренцева, Карского морей, а также моря Лаптевых. Все эти проекты будут нуждаться в доступной энергии, источник которой предпочтительнее размещать вблизи добывающих платформ.

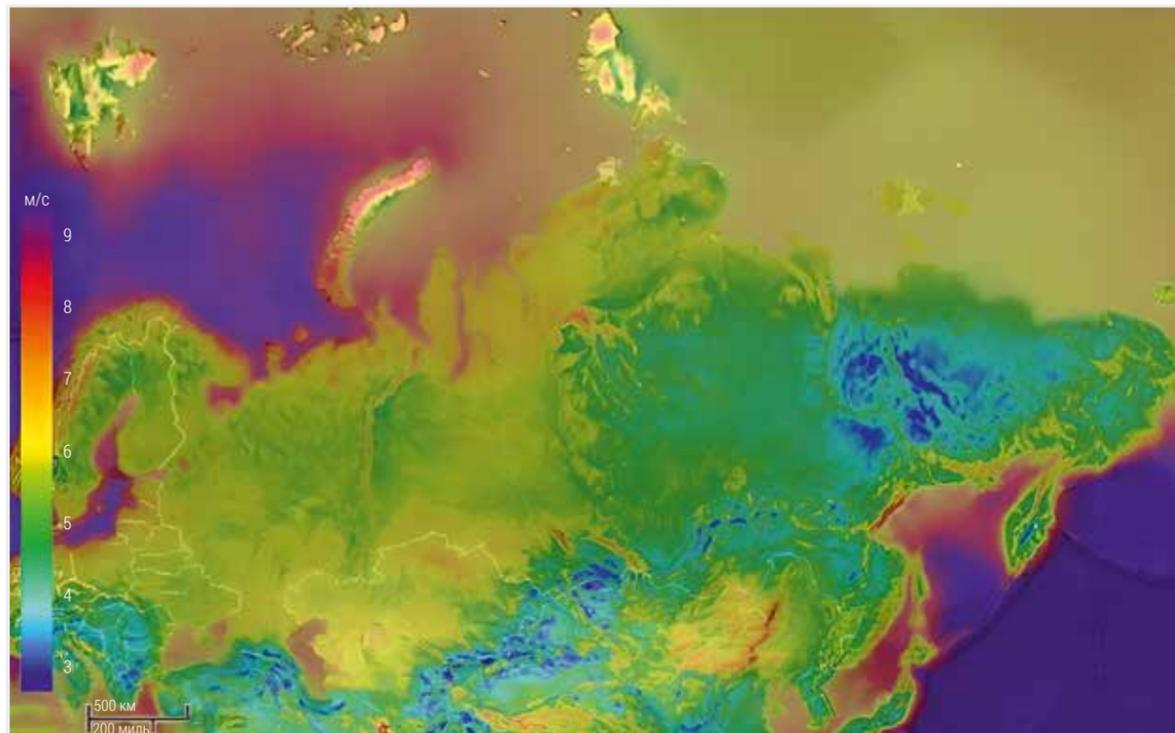
Глобальные климатические изменения увеличивают скорость деградации многолетней мерзлоты на побережье, что, в свою очередь, ставит под угрозу устойчивость построенных на суше сооружений. Может возникнуть риск их разрушения и, соответственно, морские проекты становятся более привлекательными, чем сухопутные.



Карское море

Источник: kiptu.ru

Рис. 1. Распределение скоростей ветра над территорией России на высоте 10 м над поверхностью земли по данным Vortex [17]



Прибрежные акватории Северного Ледовитого океана – мелководные. Максимальная глубина в Карском море составляет 620 м, в Баренцевом – 600 м, в Восточно-Сибирском – 155 м. Условно глубоководным можно назвать море Лаптевых с максимальной глубиной в 3,5 км во впадине Нансена, но это место расположено ближе к центральной части океана, а около половины площади моря занимают глубины в 50–150 м. Также глубоководье встречается в Чукотском море на уровне 1,2 км, но это значение характерно для срединной части, а 56% глубин составляют отметки в 50–100 м. Глубина строительства капитальных ветроэнергетических сооружений на морском дне в настоящее время составляет в среднем 30–50 м. Иногда глубины достигают 100 м, так что в акваториях Северного Ледовитого океана капитальное строительство на дне может быть реализовано без каких-либо значимых проблем.

Ветроэнергетические мощности являются хорошей альтернативой использованию традиционных источников энергии на ископаемом топливе для обслуживания добывающих мощностей. Нет необходимости строить линии электропередач с материковой части для обеспечения энергоснабжения.

Экономико-технологическая компонента

Когда происходит первичная оценка целесообразности реализации какого-либо проекта помимо географии его размещения, рассчитывается экономическая целесообразность и технологические возможности такого решения.

Анализ статистической информации по использованию ветроэнергетических установок в целом по миру дает положительные, но не однозначные оценки. Безусловно ВИЭ, в том числе ветростанции наземного и офшорного базирования, стали неотъемлемой частью энергетической системы во многих странах мира [18].

Энергетика на базе ВИЭ имеет некоторые ограничения. Экономическая составляющая большинства проектов в этой области базируется на перераспределении финансовых ресурсов из традиционной энергетики на ископаемом топливе, различных финансовых дотаций, субсидий. Колпакова А. Ю. указывает, что опережающее развитие ВИЭ увеличивает стоимость электроэнергии. К примеру, в Германии рост стоимости электроэнергии составил 6,5 евроцентов за кВт, из которых 4,4 приходится на дотации в ВИЭ [19].

В прибрежных районах Северного Ледовитого океана имеется повышенный потенциал ветроэнергетической энергии. Среднегодовая скорость ветра в арктических акваториях составляет порядка 7-8 м/с

Кроме этого, развитие ВИЭ имеет некоторые технологические ограничения. Производство этого вида энергии определяется наличием первоисточника генерации в виде ветра или солнца, что, в свою очередь, порождает нестабильность системы. В 2021 г. из-за плохой погоды в США и странах ЕС практически полностью прекратилась выработка электроэнергии на ветровых и солнечных электростанциях [20]. Позднее в 2022 г. отсутствие ветра прекратило выработку электроэнергии в значительном количестве стран ЕС [21], январские морозы 2023 г. в Шотландии привели к остановке 71 ветряной турбины [22]. Конечно, есть способы минимизировать последствия этих атмосферных аномалий, к примеру, строительство аккумулирующих мощностей, направленных на сохранение энергии. Однако технологические возможности для реализации таких проектов очень сильно ограничены. Доступные крупномасштабные проекты на основе гидроаккумуляторов (закачивание воды в искусственные резервуары с последующим высвобождением для привода турбин) требуют соответствующих

геофизических условий (перепады высот), либо чрезмерных инвестиций в создание искусственных перепадов высот [23], а классические аккумуляторы не обладают необходимой емкостью для хранения значительного количества энергии, либо их стоимость очень высока [24].

Нестабильность ВИЭ является важным ограничивающим фактором. Согласно данным отчетов МЭА и REN, коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) в наземных ветроэнергетических установках составляет не более 30% (на практике 22–28%), а в морских – до 40% (на практике 25–35%), что математически означает необходимость условного строительства 3-х агрегатов для получения эффективности на уровне газовой генерации.

Согласно оценкам Международного энергетического агентства, стоимость строительства офшорных и наземных ветроэнергетических установок за последние 15 лет снизилась примерно в 2 раза [25]. Вместе с тем у этих электростанций определенные ограничения по фактическому использованию мощностей. Номинальная мощность, как правило, не равнозначна фактическому использованию. Коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) в настоящее время варьируется в интервале 34–42%. Это в свою очередь влияет на выработку электроэнергии (таблица 1).

Казалось бы, применительно для России недостатки ВИЭ в сравнении с классическими электростанциями на ископаемом топливе очевидны, и нет смысла развивать этот сегмент. Однако здесь принципиальным является совокупность природно-географических и экономических выгод в условиях конкретных регионов, даже при наличии существенных недостатков.

Таблица 1. Средняя стоимость капитальных вложений и стоимость электроэнергии ВИУ (в долл. США) [26]

Тип электростанции	Капитальные вложения в расчете на кВт установленной мощности (без учета накопителей энергии)	Коэффициент использования мощностей	Номинальная стоимость кВт электроэнергии	Фактическая стоимость капитальных вложений с учетом коэффициента использования мощностей
Ветроэнергетика (суша)	1041	0,34	0,034	3061
Ветроэнергетика (море)	2852	0,42	0,079	6790
Гидроэнергетика	1925	0,47	0,05	4095
Атомная	1500	0,9*	0,1	1666
Угольная	2000	0,9*	0,05	2222
Газовая	1000	0,9*	0,03	1111

* Варьируется и зависит от потребностей

Расположение	Мощность	Потребители
Мурманская область	140 кВт	н. п. Чаваньга, н. п. Тетрино, н. п. Чапома
Мурманская область	201 кВт	г. Кола
Республика Саха (Якутия)	300 кВт	п. Тикси
Чукотский АО	2,5 МВт	мыс Обсервации
Ненецкий АО	200 кВт	п. Амдерма
Красноярский край (проектируемая электростанция)	50 МВт	п-ов Таймыр (проект Восток-ойл)

Таблица 2. Ветровые электростанции в Арктической зоне России [29]

К примеру, те же ограничения по КИУМ в условиях морей Северного Ледовитого океана в достаточной мере нивелируемы, учитывая значительные свободные акватории для размещения мощностей на разных участках и последующего их соединения в единую сеть подводными кабелями.

Одной из наиболее важных составляющих производства электроэнергии в арктическом макрорегионе является стоимость первичных ресурсов. Большинство объектов, особенно не включенных в единую энергосистему, используют привозное топливо, как правило, дизельное топливо или мазут. Их доставка осуществляется по сложным логистическим маршрутам, включая систему северного завоза и, соответственно, себестоимость такого ресурса во многом определяется логистикой.

В работе Назаровой Ю. А. для ЯНАО приводятся оценки в 20–35 руб./кВт·ч [27]. В сопредельных регионах Арктики тарифы также варьируются: в Респу-

блике Саха (Якутия) доходят до 206 руб./кВт·ч, в Магаданской области – в пределах 23,35–237,78 руб./кВт·ч, в Ненецком АО – 34,44–49,42 руб./кВт·ч [28]. Фактическая стоимость электроэнергии в разы ниже за счет бюджетных дотаций. Себестоимость такого производства значительна из-за того, что топливо для энергостанций привозное и его цена с учетом сложной логистики, как правило, в 2–3 раза выше среднерыночной (около 70–100 тыс. руб./тонна). При этом доля топливной составляющей в производстве электроэнергии достигает около 50%.

Дискуссионным остается вопрос о целесообразности именно потенциала офшорного строительства ветровых станций в Арктическом макрорегионе. Здесь действительно имеется значительное количество свободных территорий на побережье, где можно разместить ветроэнергетические станции, что, в общем, реализовано в некоторых местах уже сейчас (таблица 2).

ВЭС в п. Октябрьский

Источник: uslugi.yandex.ru



Название объекта	Вид топлива	Установленная мощность (МВт)
Мурманская область (станции подключены к единой энергосистеме)		
ТЭЦ	Уголь, дизельное топливо, мазут	212
Ненецкий АО		
ДЭС, ТЭЦ	Дизельное топливо, мазут	68
ЯНАО		
ТЭЦ	Газ, мазут	761,4
ДЭС	Дизельное топливо	157,11
Красноярский край (Таймыр)		
Норильские ТЭЦ	Газ	1115
Республика Саха (Якутия)		
ДЭС	Дизельное топливо	216,4
Чукотский АО		
ТЭЦ	Уголь, газ, дизельное топливо	218
Итого		2747,91

Примечание: ТЭЦ – теплоэлектроцентраль, крупная электростанция, работающая на угле, газе, мазуте (как правило обеспечивает крупные промышленные предприятия и населенные пункты). ДЭС – дизель-электрическая электростанция небольшой мощности (небольшие предприятия и населенные пункты в удаленных районах)

Таблица 3. Электростанции Арктической зоны РФ на ископаемом топливе

Источник: рассчитано автором

Можно сказать, что целесообразность оффшорного размещения в некоторой степени сомнительна, с учетом более значительных затрат на строительство и возможного дефицита технологических решений арктического исполнения. Но можно взглянуть на проблему с несколько иной позиции. Все недавно реализованные или планируемые к реализации в ближайшее время проекты «привязаны» к замещению уже существующих энергетических мощностей на ископаемом топливе, то есть к сложившейся структуре потребителей.

В случае новых проектов это будут мощности либо для очередного «замещения», либо для обеспечения спроса новых потребителей. В работе Ворониной Е. П. рассматриваются несколько будущих опорных зон промышленного развития в Арктической зоне РФ с учетом существующей нормативной базы [30]. Определен

ряд локаций (п-ов Таймыр, побережье Республики Саха (Якутия), которые в среднесрочной и долгосрочной перспективах могут стать новыми центрами добывающей промышленности. В этих районах практически отсутствует транспортная инфраструктура, и населенные пункты расположены на достаточно протяженных территориях. В существующие населенные пункты завоз всех необходимых товаров происходит либо по Северному морскому пути (СМП), авиатранспортом и автозимниками (где применимо). При удалении от такого населенного пункта на расстояние нескольких сотен километров (к примеру, для освоения месторождения полезных ископаемых) отсутствие инфраструктуры существенно влияет на стоимость. А для строительства ветроэнергетической станции на побережье в таком случае потребуется завоз строительной техники по СМП, строительных материалов, оборудования, а также транспортировка к месту назначения, либо строительство протяженных ЛЭП. Альтернативой может стать сооружение оффшорных установок в непосредственной близости к месторождению. Ответ на вопрос «что выгоднее и экономически целесообразнее?» в каждом случае индивидуален.

Анализ текущего состояния энергетических мощностей показывает, что установленная мощность составляет более 2700 МВт. Есть ТЭЦ, которые обслуживают крупные промышленные предприятия, есть ДЭС, обеспечивающие электроэнер-

Одной из наиболее важных составляющих производства электроэнергии в арктическом макрорегионе является стоимость первичных ресурсов. Большинство объектов используют привозное топливо

гией небольшие населенные пункты и промышленные предприятия с низким уровнем потребления электроэнергии. Около 30% приведенных в таблице 1 мощностей находятся в прибрежной зоне, а часть электростанций, построенных на удалении от береговой линии, обслуживают потребителей на побережье посредством протяженных линий электропередач.

То есть потенциал замещения существующей энергетической мощности на ископаемом топливе возобновляемыми источниками энергии имеется. Целесообразность инвестиций и привлекательность таких проектов, конечно, в первую очередь обусловлена ограничениями, связанными с поставками первичного энергетического ресурса на существующие электростанции на ископаемом топливе. Это в первую очередь касается удаленных населенных пунктов и предприятий, запитанных от дизель-электрических станций в Ненецком АО, Якутии, п-ове Таймыр Красноярского края и Ямало-Ненецком АО. Даже в Мурманской области, где имеется подключение к единой системе энергоснабжения и основные потребители получают электроэнергию от крупных электростанций, имеется примерно 31 автономный потребитель [31].

Но даже в Мурманской области и Чукотском АО, где крупные ТЭЦ ориентированы на производство электроэнергии из угля, замена их на ВИЭ вполне целесообразна. В Мурманскую область поставки угля на ТЭЦ осуществляются из других регионов по железной дороге, а в Чукотском АО – либо за счет местных месторождений, либо привозным путем морским транспортом.

Вторым значимым аспектом экономики создания ВИЭ является материалоемкость капитальных вложений. В работе [32] отмечается, что создание 1 МВт ветроэнергетической мощности требует 663 т бетона, 11 т пластика, 8 т чугуна, 49 т стали и 1 т меди, что с точки зрения обычного экономического хозяйствования достаточно нерациональное и чрезмерное расходование ресурсов. Вместе с тем такие затраты применительно к Арктическим проектам могут быть вполне рациональными, обоснованными и в какой-то мере привлекательными. Здесь уместна оценка взаимосвязей производственных цепочек и мультипликативного эффекта для региона в целом. Как правило, при

строительстве капитальных сооружений производство бетона осуществляется на месте. Одним из приоритетов, обозначенных в указе президента [33], является опережающее развитие экономики макрорегиона и создание условий для его устойчивого развития. Соответственно, развитие производства строительных материалов напрямую взаимосвязано с задачами, определенными в документе. Также следует отметить потенциальное увеличение внутреннего спроса на металлы (сталь, чугун, медь), значительная часть которого в настоящее время экспортируется. Это позволит сбалансировать структуру потребления и в меньшей степени зависеть от конъюнктуры внешних рынков.



Чукотский АО

Источник: ru.best-wallpaper.net

К экономико-технологическим недостаткам развития оффшорных проектов ВИЭ в Северном Ледовитом океане следует отнести отсутствие устоявшихся и апробированных технологических решений, которые соответствуют реалиям макрорегиона. Суровый и во многом нестабильный климат требует материалов особой прочности, которые способны длительное время работать в таких экстремальных условиях. Кроме этого, в России ощущается недостаток отечественных технологических решений на базе ВИЭ. Большинство построенных ранее ветроэлектростанций базировались на зарубежных технологиях.

Заключение

Вопрос дальнейшего развития Арктического макрорегиона и перспектив освоения его шельфовых ресурсов становится все более актуальным. С одной стороны, потепление в Арктике и сопровождающие это явление положительные процессы (сокращение площади морских льдов, улучшение судоходства, открытие новых месторождений и т. п.) диктуют необходимость использования всех открывающихся возможностей. С другой – возникающие риски (протаивание многолетней мерзлоты, изменения береговой линии, погодные аномалии в виде сильных ветров, обильных осадков и т. п.) требуют пересмотра существующих подходов к обеспечению макрорегиона необходимыми ресурсами для осуществления хозяйственной деятельности.

Развитие ветроэнергетики на шельфе арктических морей является возможной альтернативой строительству новых энергетических мощностей на суше на основе традиционных (ископаемых) источников энергии. Это позволит диверсифицировать энергетическую систему, «отвязать» ее от необходимости доставки привозного энергетического сырья и возникающих из-за этого рисков, логистических сложностей и расходов. Кроме этого, морские энергетические проекты снизят риски ущерба от деградации многолетней мерзлоты на суше и смогут обеспечить разрозненные объекты собственной электроэнергией без необходимости создания протяженной энергетической сети.

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (госзадание FMWE-2024-0017).



Добыча нефти на арктическом шельфе

Источник: regnum.ru

Использованные источники

1. Лаженцев В. Н. Пространственное развитие (примеры Севера и Арктики) // *Известия Коми научного центра УрО РАН*. – 2010. – Вып. 1. – С. 97–104.
2. Тимошенко А. И. Российская региональная политика в Арктике в XX–XXI вв.: проблемы стратегической преемственности // *Арктика и Север*. – 2011. – № 4 (ноябрь). – С. 10.
3. *Арктика на пороге третьего тысячелетия* / отв. ред. Д. Я. Резников. – СПб.: Наука, 2000. – 248 с.
4. Селин В. С., Васильев В. В., Широкова Л. Н. *Российская Арктика: география, экономика, районирование*. – Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН, 2011. – 203 с.
5. AMAP. *Snow, Water, Ice and Permafrost in the Arctic (SWIPA): Summary for Policymakers / Arctic Monitoring and Assessment Programme (AMAP)*. – Oslo, Norway, 2017. – 269 p.
6. Доклад об особенностях климата на территории Российской Федерации за 2020 г. // Росгидромет. – Москва, 2021. – 104 с. – URL: https://www.meteorf.ru/upload/pdf_download/doklad_klimat2020.pdf (дата обращения: 26.05.2022).
7. Jahn A., Holland M. M., Kay J. E. Projections of an ice-free Arctic ocean // *Nature Reviews Earth & Environment*. – 2024. – Vol. 5. – P. 164–176. – DOI: 10.1038/s43017-023-00515-9.
8. Еряшева М. С. План ГОЭРЛО как успешный проект: факторы реализации // *Научные труды Уральского федерального университета. Серия гуманитарные науки. Экономика. Менеджмент. Инновационные технологии*. – Екатеринбург, 2016. – № 10. – С. 66–74. – URL: <https://elar.urfu.ru/bitstream/10995/64484/1/978-5-7996-2466-8-66.pdf> (дата обращения: 26.05.2022).
9. Streletskiy D. A., Suter L. J., Shiklomanov N. I., Porfiriev B. N., Eliseev D. O. Assessment of Climate Change Impacts on Buildings, Structures and Infrastructure in the Russian Regions on Permafrost // *Environmental Research Letters*. – 2019. – Vol. 14. – Iss. 2. – Art. no. 025003.
10. Gasnikova A. A. Some Issues of Development of Alternative Energy in the Regions of the North // *North and Market: Formation of Economic Order*. – 2013. – No. 4 (35). – P. 51–56.
11. Елистратов В. В. Энергообеспечение Арктики с использованием ВИЭ // *Нефтегаз*. – 2023. – № 1. – С. 74–79. – URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/arktika/766987-energосnabzhenie-v-arktike-s-ispolzovaniem-vie> (дата обращения: 26.05.2022).
12. Minin V. A., Furtaev A. I. Wind Potency in the Western Sector of the Russian Arctic and Its Possible Uses // *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. – St. Petersburg, Russia: IOP Publishing Ltd, 2019. – DOI: 10.1088/1755-1315/302/1/012067.
13. Старков, А. Н. Атлас ветров России / А. Н. Старков, Л. Ландберг, П. П. Безруких, М. М. Борисенко. – Москва: Можайск-Терра, 2000. – 560 с.
14. Николаев В. Г., Ганага С. В., Кудряшов Ю. И. Национальный кадастр ветроэнергетических ресурсов России и методические основы их определения. – Москва: Атмограф, 2008. – 584 с.
15. Атласы ветрового и солнечного климатов России / под редакцией М. М. Борисенко, В. В. Стадника. – Санкт-Петербург: Гидрометеорологический научно-исследовательский центр имени А. И. Воейкова, 1997. – 173 с.
16. Rawi Consultancy. Market Report // URL: <https://rawi.ru/windpower/market-report> (дата обращения: 26.05.2022).
17. Елистратов В. В., Большев А. С., Панфилов А. А., Мегрецкий К. В., Купреев В. В. Научно-технические проблемы создания ветроэлектрических станций на шельфе Арктики // *Международный научный журнал «Альтернативная энергетика и экология»*. – 2014. – № 11 (151). – С. 36–48.
18. *Renewables 2022 Global Status Report* // URL: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2022_Full_Report.pdf (дата обращения: 26.05.2022).
19. Колпаков А. Ю., Янтовский А. А., Галингер А. А. Цена достижения нулевых эмиссий CO₂ к середине века: метод и оценка для крупнейших экономик мира // *Журнал Новой экономической ассоциации*. – 2022. – № 3 (55). – С. 139–154.
20. «Зеленая» энергетика не выдержала: из-за аномальных морозов в Европе и США не хватает электричества // URL: <https://www.bfm.ru/news/465266> (дата обращения: 26.05.2022).
21. Август может стать самым худшим месяцем для ветряков в 2022 г. // URL: <https://nangs.org/news/renewables/wind/avgust-mozhet-stat-samym-khudshim-mesyatsem-dlya-vetryakov-v-2022-godu> (дата обращения: 26.05.2022).
22. Dozens of Giant Turbines at Scots Wind Farms Powered by Diesel Generators // URL: <https://www.dailyrecord.co.uk/news/scottish-news/dozens-scottish-power-wind-turbines-29135763> (дата обращения: 26.05.2022).
23. Pumped Storage Hydro // URL: <https://www.hydroreview.com/industry-news/pumped-storage-hydro> (дата обращения: 26.05.2022).
24. Tesla построит новую гигантскую аккумуляторную систему в Австралии мощностью 300 МВт // URL: <https://vc.ru/future/174410-tesla-postroit-novuyu-gigantskuuyu-akkumulyatornyuyu-sistemu-v-avstralii-moshchnostyu-300-mvt> (дата обращения: 26.05.2022).
25. *Renewables 2024 Analysis and Forecast to 2030* // URL: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/17033b62-07a5-4144-8dd0-651cdb6caa24/Renewables2024.pdf> (дата обращения: 26.05.2022).
26. *Renewable Power Generation Costs in 2024 / International Renewable Energy Agency*. – Abu Dhabi, UAE, 2024. – URL: <https://www.rinnovabili.it/wp-content/uploads/2025/07/IRENA-RENEWABLE-POWER-GENERATION-COSTS-IN-2024.pdf> (дата обращения: 26.05.2022).
27. Назарова Ю. А., Сыровецкий В. А. Возможности использования возобновляемых источников энергии для энергообеспечения Арктики // *Корпоративное управление и инновационное развитие экономики Севера: Вестник Научно-исследовательского центра корпоративного права, управления и венчурного инвестирования Сыктывкарского государственного университета*. – 2018. – № 4. – С. 25–35.
28. Башмаков И. А., Дзедзичек М. Г. Оценка расходов на энергообеспечение в регионах Крайнего Севера // *Абакус*. – 2016. – № 3. – С. 66–74. – URL: https://www.abok.ru/for_spec/articles.php?nid=6664 (дата обращения: 26.05.2022).
29. Кузнецов Н. М., Маслобоев В. А., Коновалова О. Е. Распределенная энергетика регионов Арктической зоны Российской Федерации // *Арктика 2035: Актуальные вопросы, проблемы, решения*. – 2021. – № 1 (5). – С. 11–21.
30. Воронина Е. П. Механизмы реализации государственной программы Российской Федерации «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации»: применение GAP- и SWOT-анализа // *Север и рынок: формирование экономического порядка*. – 2018. – № 1 (57). – С. 4–18.
31. Минин В. А., Целищева М. А. Ресурсы ветра западного сектора Арктической зоны Российской Федерации и возможные направления их использования // *Арктика: Экология и экономика*. – 2023. – Т. 13, № 1. – С. 72–84. – DOI: 10.25283/2223-4594-2023-1-72-84.
32. Uzyakov M. N., Kolpakov A. Y., Porfiriev B. N. et al. Materials and Energy Intensity of the Global Carbon Neutrality // *Studies on Russian Economic Development*. – 2023. – Vol. 34. – Iss. 3. – P. 335–341. – DOI: 10.1134/S1075700723030164.
33. Указ Президента РФ от 26 октября 2020 г. № 645 «О стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 г.» // URL: <https://base.garant.ru/74810556> (дата обращения: 26.05.2022).

Бизнес-модель системы бережливого производства в стратегии развития электроэнергетических организаций России

The business model of the lean production system in the strategy for the development of Russian electric power organizations

Анастасия АБРАМОВА

Ведущий специалист отдела организации и развития бережливого производства управления АО «Сетевая компания», к. э. н., доцент кафедры экономики производства Института управления, экономики и финансов Казанского (Приволжского) федерального университета
E-mail: abramova19191@rambler.ru

Anastasia ABRAMOVA

Leading specialist of the department of organization and development of lean production Management of JSC «Grid company», Cand. Sci. (Econ), Docent of the Institute of Management, Economics and Finance of the Kazan (Volga Region) Federal University
E-mail: abramova19191@rambler.ru

Умные городские системы освещения

Источник: mos.ru



Аннотация. В целях содействия научно-технологическому суверенитету России в настоящее время необходимо обеспечить устойчивое развитие электроэнергетики как фундаментальной отрасли экономики. Данное состояние характеризуется возможностью достижения согласованных текущих и перспективных целей развития с учетом влияния трансформационных обстоятельств внешней среды. По мнению автора, бережливое производство может стать сквозной технологией обеспечения устойчивого развития электроэнергетической отрасли и смежных отраслей экономики. Применение технологии в рамках электроэнергетической экосистемы позволит получить комплементарный эффект и способствовать достижению энергетической безопасности государства, а также стабилизации социально-экономического развития за счет минимизации темпов роста тарифов. В статье дано обоснование и представлена бизнес-модель системы бережливого производства в электроэнергетической организации, показаны целесообразные этапы дорожной карты становления управления процессами бережливого производства, описана сущность востребованных элементов технологии и их эффективность в разрезе ESG-факторов устойчивого развития. *Ключевые слова:* научно-технологический суверенитет, устойчивое развитие электроэнергетики, бизнес-модель системы бережливого производства в электроэнергетике, дорожная карта развертывания бережливого производства в российской электроэнергетике.

Abstract. In order to promote Russia's scientific and technological sovereignty, it is currently necessary to ensure the sustainable development of the electric power industry as a fundamental sector of the economy. This state is characterized by the ability to achieve consistent current and future development goals, taking into account the impact of the external environment's transformational circumstances. According to the author, lean production can become an end-to-end technology for ensuring the sustainable development of the electric power industry and related sectors of the economy. The application of this technology within the electric power ecosystem can provide a complementary effect and contribute to achieving energy security for the country and stabilizing the economy by minimizing the growth rate of tariffs. This article provides a rationale and presents a business model for lean production in an electric power company, outlines the appropriate stages of a lean production management roadmap, and describes the essence of the technology's required elements and their effectiveness in terms of ESG factors for sustainable development. *Keywords:* scientific and technological sovereignty, sustainable development of the electric power industry, a business model for the lean production system, and a roadmap for the deployment of lean production in the Russian electric power industry.

Динамика макроэкономических показателей развития свидетельствует о вступлении экономики нашей страны в эпоху интенсификации воспроизводства отечественной продукции. ВВП и находящееся в корреляционной зависимости потребление электроэнергии имеют возрастающую линию тренда за прошедшее десятилетие. В целях содействия достижению государственного суверенитета России как мировой сверхдержавы, необходимо обеспечить устойчивое функционирование и развитие электроэнергетики, являющейся поставщиком ресурсов для всех отраслей народного хозяйства.

Устойчивое функционирование и развитие электроэнергетики – такое состояние субъектов отрасли, при котором ими, обособленно и в совокупности, достигаются текущие и стратегические цели деятельности с учетом объективной возможности ожидаемого и внезапного изменения факторов внутренней и внешней среды. Другими словами, устойчивость отрасли в целом зависит от согласованной деятельности входящих в нее самостоятельных субъектов и организаций смежных отраслей экономики (строительство, химическая промышленность, ЖКХ, транспорт, наука и об-

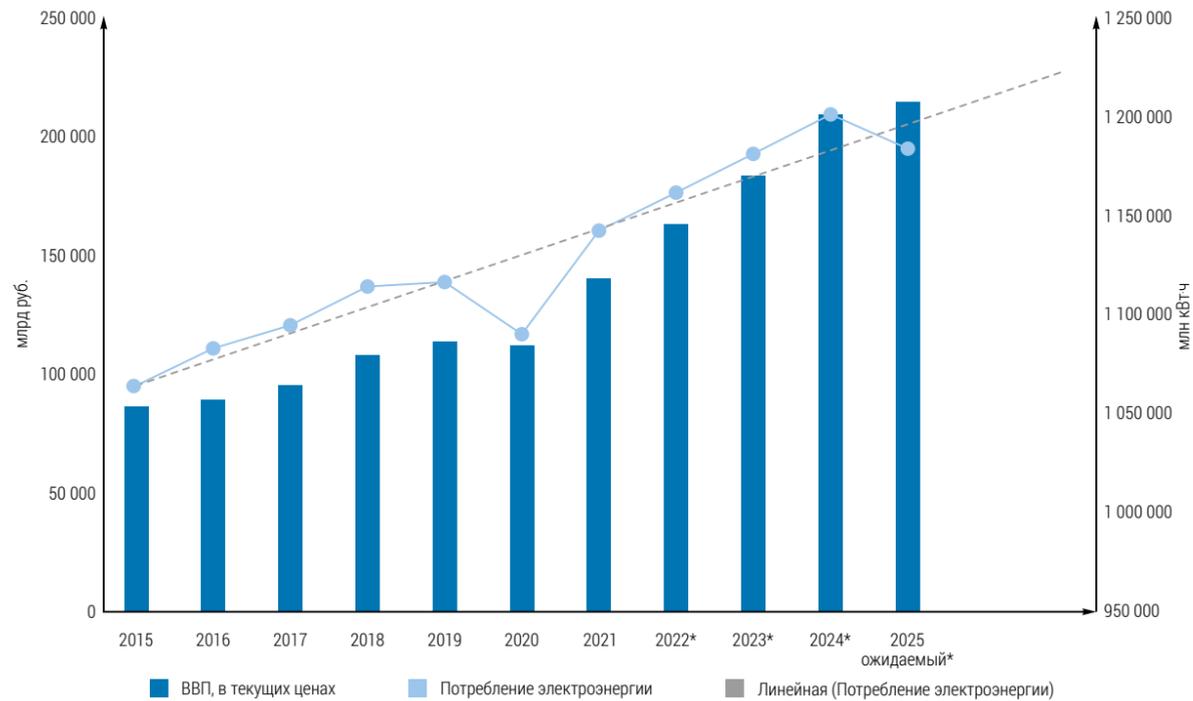


Рис. 1. Динамика ВВП и потребления электроэнергии в России за период 2015–2025 гг. [1, 2, 3, 4].

* данные приведены без учета Донецкой Народной Республики, Луганской Народной Республики, Запорожской и Херсонской областей.

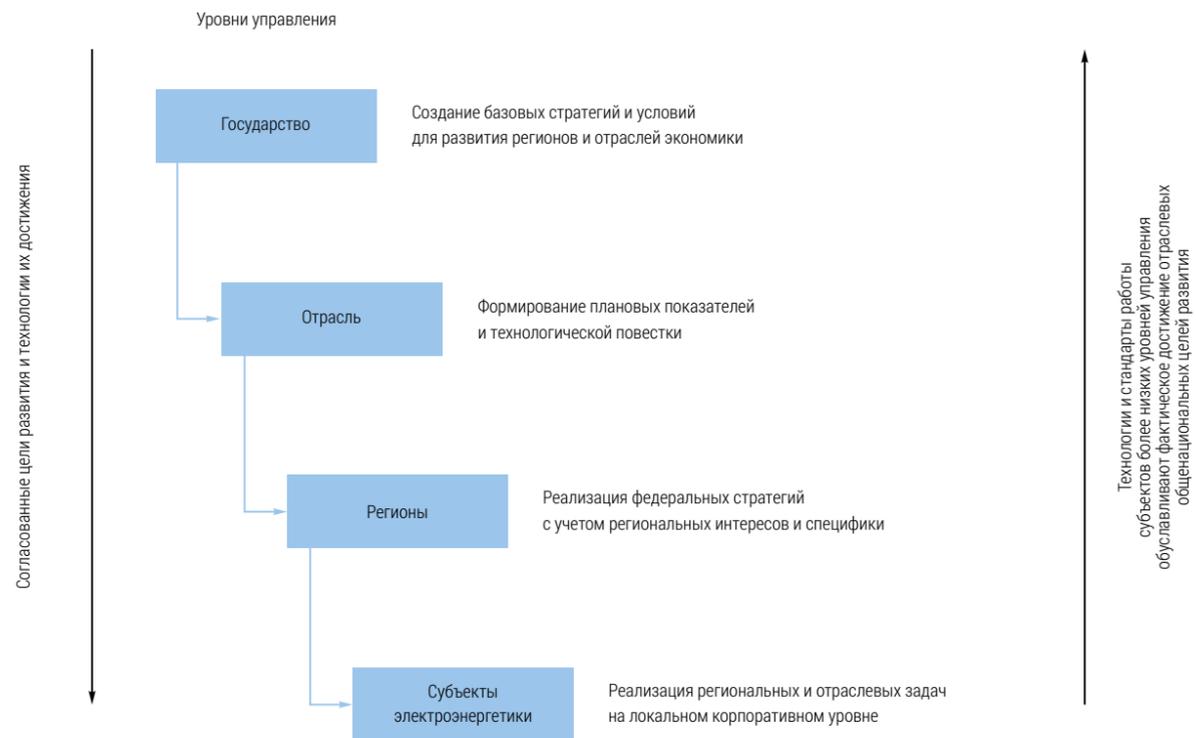


Рис. 2. Иерархия уровней управления, целеполагание в рамках которых оказывает воздействие на электроэнергетическую отрасль

Источник: составлено автором

разование). Поэтому базовым условием эффективного современного управления электроэнергетикой является постановка согласованных целей текущего и стратегического развития по всем уровням управления (то есть целей, декомпозированных от общенационального курса до региона, отрасли и корпоративной плоскости организаций). Для фактического достижения согласованных целей, в первую очередь, требуется разработать и формализовать соответствующие эффективные техноло-

обуславливают необходимость ежегодного роста эксплуатационных и инвестиционных бюджетов субъектов электроэнергетики. Однако в целях содействия стремительному возрождению воспроизводства отечественной продукции во всех отраслях народного хозяйства совокупной целью развития электроэнергетики является объективная необходимость минимизации темпов роста тарифов на продукцию фундаментальной отрасли экономики [5] с учетом уровня ежегодной инфляции (рис. 3).

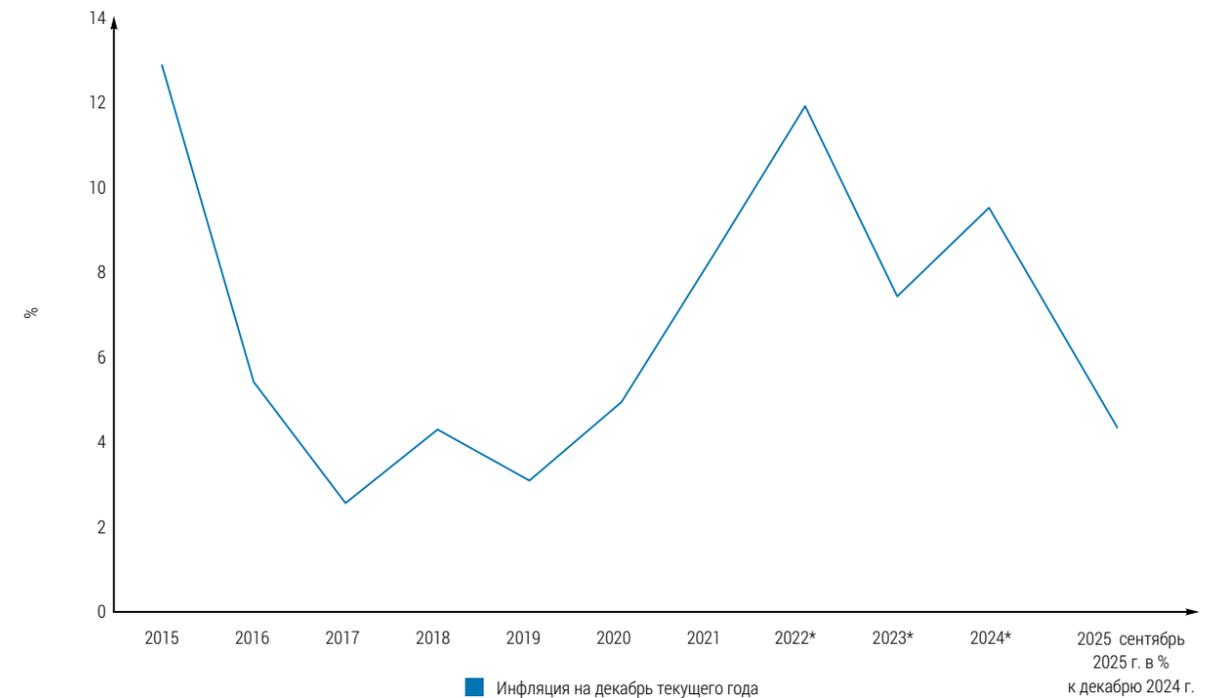


Рис. 3. Динамика ежегодной инфляции в России за период 2015–2025 гг. [6].

* данные приведены без учета Донецкой Народной Республики, Луганской Народной Республики, Запорожской и Херсонской областей.

гии осуществления деятельности на отраслевом мезоуровне (рис. 2).

Одной из ключевых согласованных для всех уровней управления целей развития современной отечественной электроэнергетики является надежное, качественное и бесперебойное функционирование ее объектов для обеспечения энергетической безопасности государства. Капиталоёмкость отрасли и внутренние инфраструктурные тенденции (физическое и моральное старение производственных фондов, ограниченный бюджет затрат и неопределенный бюджет финансовых поступлений) объективным образом

По нашему мнению, согласование вышеназванных противоречивых целей развития находится в предметной плоскости оптимизации организационных элементов и реинжиниринга реализуемых процессов по всей цепочке электроэнергетического производства. В этих целях должны использоваться потенциально тиражируемые эффективные решения по применению технологий устойчивого развития в рамках электроэнергетической отрасли, направленные на минимизацию затрат и повышение производительности труда.



Калининская АЭС

Источник: «Росатом»

В качестве одного из таких решений, оказывающего содействие обеспечению устойчивого развития электроэнергетики и связанных с ней отраслей экономики, целесообразно рассмотреть технологию бережливого производства. Бережливое производство в электроэнергетической организации должно представлять систему, основанную на постоянном исследовании, анализе, оптимизации и эволюции организационных элементов (цели, оргструктуры, рабочего пространства, процессов, технологий, а также трудовых, материальных, финансовых и информационных ресурсов) [7]. В эпоху возрождения научно-технологического суверенитета целесообразно рекомендовать создание системы бережливого производства как технологии стимулирования инвестиционно-инновационной и созидательной деятельности во всех электроэнергетических организациях.

Востребованность применения бережливого производства субъектами экономической деятельности позиционирована на государственном уровне, о чем свидетельствуют реализация федерального проекта «Повышение производительности труда» [8]. Осуществляют деятельность федеральный и региональные центры

компетенций в сфере производительности труда: утверждены государственные стандарты по бережливому производству [9, 10]. Однако в данных документах не описана методология организации управления процессами бережливого производства с учетом специфических особенностей отдельных видов электроэнергетических организаций.

Таким образом, несмотря на возрастающую роль технологий бережливого производства в научно-практической деятельности и его позиционирования в качестве одной из ключевых надпрофессиональных компетенций будущего [11], на отраслевом мезоуровне наблюдается тенденция несистемных процессов управления в данной предметной области. По нашему мнению, это обусловлено рекомендательным характером применения технологии на макроуровне, а также отсутствием единого центра и системы управления процессами бережливого производства в электроэнергетике, основанной на адаптированных к специфическим особенностям деятельности отдельных субъектов отрасли технологий и единых сквозных программам обучения в разрезе уровней образования. Данные обстоятельства ограничивают возможность проведения качественно-

го мониторинга деятельности в области применения бережливого производства по единой методологии, и, как следствие, не позволяют осуществлять объективный сравнительный анализ результатов, достигнутых электроэнергетическими организациями.

В целях результативного управления процессами бережливого производства в отрасли целесообразно формализовать методики применения элементов данной технологии в электроэнергетических организациях и рассмотреть их в ракурсе влияния на достижение ESG-принципов устойчивого развития [12]. В том числе, требуется определить единые подходы к оценке и учету экономического и качественного эффектов, проверке и оценке результативности деятельности. Данная методология обуславливает возможность проведения объективного сравнительного анализа результатов в области применения бережливого производства электроэнергетическими организациями и стимулирования лучших субъектов отрасли. В целях аккумулирования соответствующих знаний и технологических компетенций параллельно должен быть сформирован стандарт системы сквозного

обучения по бережливому производству в электроэнергетике.

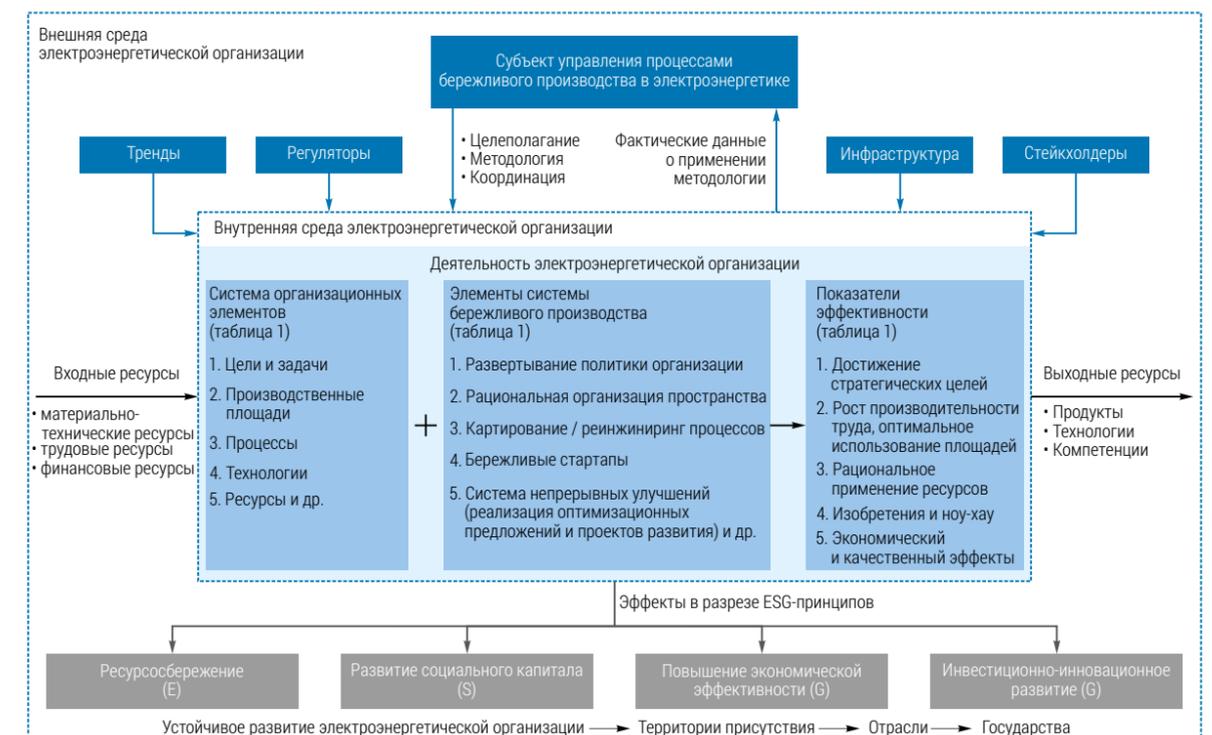
Обобщенная воспроизводимая типовая бизнес-модель системы бережливого производства в электроэнергетической организации представлена на рис. 4 и включает набор адаптированных к специфике ее деятельности методик применения элементов технологии для развития организационных элементов в условиях влияния факторов внутренней и внешней среды [13]. Субъект управления процессами бережливого производства в электроэнергетической организации осуществляет комплекс мероприятий по стратегическому планированию, методологическому сопровождению, мониторингу и координации деятельности.

Основные этапы обобщенной дорожной карты организации системы управления процессами бережливого производства в электроэнергетических организациях представлены на рис. 5.

Методики применения элементов технологии бережливого производства для электроэнергетики должны быть разработаны с учетом дифференцированного подхода для отдельных субъектов отрасли, исходя из следующих специфических особенностей:

Рис. 4. Бизнес-модель системы бережливого производства в электроэнергетической организации России

Источник: составлено автором



- организационно-управленческой структуры, типа реализуемых процессов и вида продукции;
- уровня специализации процессов;
- территориальной локализации.

При разработке методик ценность представляют имеющиеся научные разработки и практический опыт организаций реального сектора экономики, с точки зрения внедрения элементов бережливого производства в отдельных сегментах электроэнергетики [14].

Внедрение системы бережливого производства в корпоративные стратегии электроэнергетических организаций будет способствовать их устойчивому развитию посредством получения эффектов, представленных в таблице 1. Применение элементов технологий бережливого производства позволит обеспечить оптимизацию внутренних затрат электроэнергетических организаций посредством полного использования организационных элементов и, таким образом, сдерживать темпы роста тарифов на электро- и теплоэнергию. Данное обстоятельство оказывает содействие формированию экономической стабильности на макроуровне и формирует основу энергетической безопасности государства.

Важнейшим условием эффективного внедрения бережливого производства в электроэнергетике является понимание данной технологии как механизма достижения согласованного устойчивого развития отрасли и принятие соответствующего управленческого решения на государственном макроуровне.

Таким образом, бережливое производство может стать сквозной технологией устойчивого развития в цепочке «генерация – хранение – передача – распределение электроэнергии», а также смежных отраслях экономики. В этих целях целесообразно сформировать государственный стандарт, регулирующий процессы внедрения, применения, учета и мониторинга эффективности бережливого производства. В данном случае методология управления процессами бережливого производства в электроэнергетике будет представлять собой отечественное ноу-хау и основываться на аккумулировании опыта развёртывания научной организации труда советской России 1920–1930-х гг., успешных практиках применения элементов бережливого производства отдельных субъектов отрасли в исторический период развития современной России [16].

Рис. 5. Актуальная обобщенная дорожная карта организации управления процессами бережливого производства в электроэнергетике

Источник: составлено автором

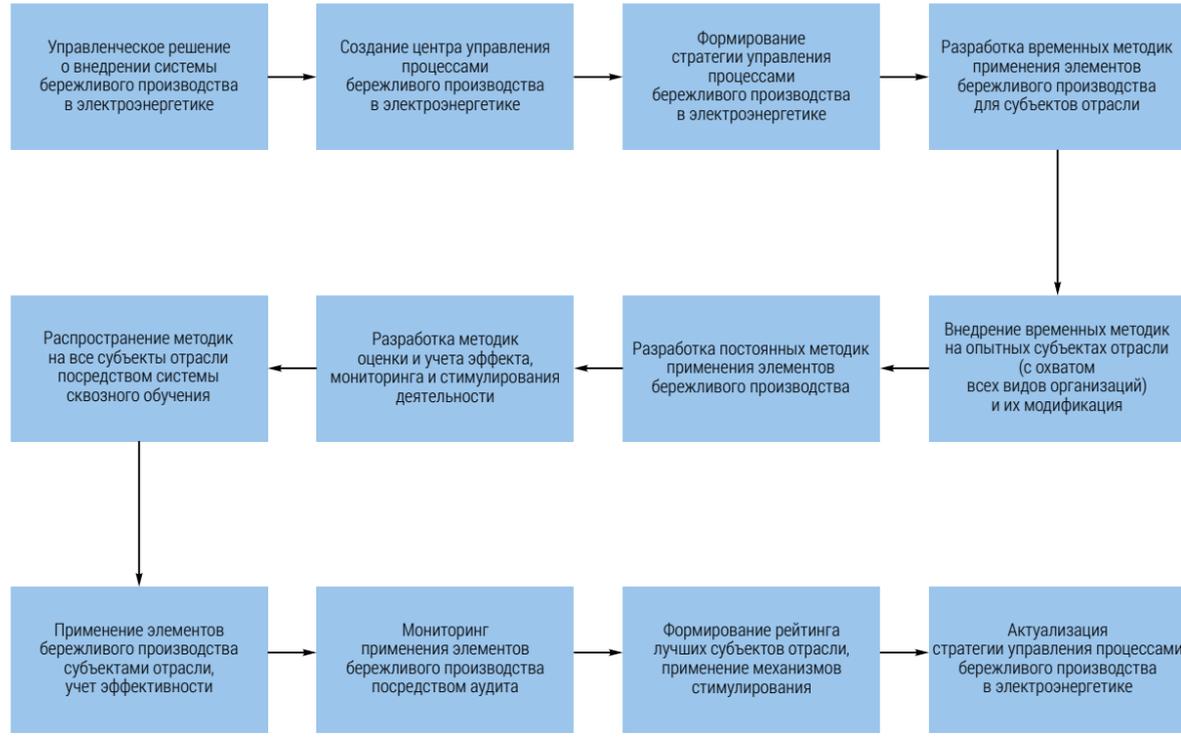


Таблица 1 (начало). Востребованные элементы бережливого производства для устойчивого развития электроэнергетической отрасли России

Источник: составлено автором

Элемент бережливого производства	Сущность элемента	Эффективность в разрезе ESG-принципов	Востребованность в разрезе организаций отрасли	
		Генерирующие	Поставщики ресурсов, работ, услуг	
		Сетевые	Поставщики технологий (НИИ, инжиниринговые и пр. смежных отраслей экономики)	
Рациональная организация рабочего пространства	Модификация элементов рабочего пространства для повышения производительности, качества и безопасности деятельности	+	+	+
Картирование потока создания потребительской ценности	Исследование и анализ производственных процессов для их улучшения в соответствии с требованиями потребителей	+	+	+
Аналитическая работа в формате мозгового штурма	Идентификация проблем, определение источников развития и разработка плана оптимизационных изменений	+	+	+
Стандартизация производственных процессов (офисных) процессов	Унификация типовых производственных процессов для повышения их качества и оперативности	+	+	+
Визуализация организационных элементов	Внедрение элементов визуального управления для повышения скорости восприятия информации участниками производственного процесса	+	+	+
Система организации процессов по принципу «точно во время»	Организация и поставка потребителю продукции (работ, услуг) строго в соответствии с требуемыми качественными и количественными параметрами	+	+	+
Система всеобщего ухода за оборудованием с учетом возможности его быстрой переналадки	Организация преимущественно автономной эксплуатации и модификации организационных элементов непосредственными исполнителями	+	+	+

Таблица 1 (конец). Востребованные элементы бережливого производства для устойчивого развития электроэнергетической отрасли России

Источник: составлено автором

Элемент бережливого производства	Сущность элемента	Эффективность в разрезе ESG-принципов	Востребованность в разрезе организаций отрасли							
			Генерирующие	Сетевые	Энергобытовые	Регулирующие, инфраструктурные	Поставщики ресурсов, работ, услуг	Поставщики трудовых ресурсов (научно-образовательные)	Поставщики технологий (НИИ, инжиниринговые и пр. экономики)	Организации смежных отраслей
Система непрерывных улучшений	Инициация решений по улучшению организационных элементов посредством активизации и раскрытия потенциала трудовых ресурсов	-	+	+	+	+	+	+	+	+
Развертывание политики организации и эффективное целеполагание	Формирование системы согласованных показателей эффективности деятельности участников производственного процесса для достижения текущих и перспективных целей	-	+	+	+	+	+	+	+	+
Бережливый стартap [15]	Применение технологии разра-ботки, эксплуатации и коммерциализации инновационных средств производства	-	+	+	+	+	+	+	+	+
Рейнжиниринг производственных процессов	Перепроектирование производственных процессов в целях эволюции организации в случае воздействия трансформационных обстоятельств внешней среды (стремительного расцвета цифровизации и технологий искусственного интеллекта)	-	+	+	+	+	+	+	+	+
Реализация проектов развития	Инициация и внедрение трансформационных проектов развития на основании анализа трендов объективной и перспективной реальности	-	+	+	+	+	+	+	+	+

Ночная Москва

Источник: kosmos111 / depositphotos.com

Использованные источники

1. Национальные счета // Росстат. URL: <https://rosstat.gov.ru/statistics/accounts>.
2. Потребление электроэнергии в Российской Федерации // ЕМИСС. URL: <https://www.fedstat.ru/indicator/43277#>.
3. Прогноз социально-экономического развития РФ на 2025 г. и на плановый период 2026 и 2027 гг. Базовый вариант. URL: https://www.economy.gov.ru/material/file/b028b88a60e6ddf67e9fe9c07c4951f0/prognoz_socialno_ekonomicheskogo_razvitiya_rf_2025-2027.pdf.
4. Ожидаемое потребление электроэнергии в РФ в 2025 г. URL: <https://tass.ru/ekonomika/25176751>.
5. Цивилев С. Ключевые задачи развития электроэнергетического комплекса России // Минэнерго России. URL: <https://minenergo.gov.ru/press-center/news-and-events?news-item=sergey-tsvilev-oboznachil-klyuchevye-zadachi-razvitiya-elektroenergeticheskogo-kompleksa-rossii&ysclid=mhb0tr8fei835746128>.
6. Цены, инфляция. Индексы потребительских цен на товары и услуги по Российской Федерации в 1991-2025 гг. // Росстат. URL: <https://rosstat.gov.ru/statistics/price>.
7. Абрамова А.В. Методика внедрения бережливого производства в электроэнергетической организации // Проблемы современной экономики. 2013. № 2(46). С. 111–113. – EDN: RSOCJJ.
8. Паспорт национального проекта «Производительность труда и поддержка занятости» (утв. президентом Совета при Президенте РФ по стратегическому развитию и национальным проектам, протокол от 24.12.2018 г. № 16).
9. Официальный сайт федерального проекта «Повышение производительности труда». URL: <https://xn--b1aedfedwqdbfzbnzkf0oe.xn--p1ai/?ysclid=mi1vkw9n74213088942>.
10. ГОСТ Р 56407-2023. Национальный стандарт РФ. «Бережливое производство. Основные инструменты и методы их применения», утв. и введен в действие Приказом Росстандарта от 30.10.2023 г. № 1292-ст. и др.
11. Атлас новых профессий 3.0. / Под ред. Д. Варламовой, Д. Судакова. – М.: Альпина ПРО, 2021. – 472 с.
12. Ахметшина А.Р., Абрамова А.В. Механизм устойчивого развития субъектов электроэнергетического комплекса РФ на основании применения интегрированной модели бережливого производства и концепции ESG-управления // Экономические науки. 2023. № 228. С. 16–22. DOI: 10.14451/1.228.16. EDN: CHOMCW.
13. Ахметшина А.Р., Насибуллин Н.Н., Абрамова А.В. Цифровой двойник системы бережливого производства организации // Экономика устойчивого развития. 2025. № 4(64).
14. Устойчивое развитие в стратегии российского бизнеса. Сборник корпоративных практик // РСПП, Москва, 2023. С. 92–95.
15. Эрик Рис. Бизнес с нуля: Метод Lean Startup для быстрого тестирования идей и выбора бизнес-модели. Издательство «Альпина Паблишер», 2014. – 286 с.
16. Абрамова А.В., Мингалиев З.С. Траектория развития научной организации процессов управления в ракурсе истории электроэнергетики Татарстана // Вестник Казанского государственного энергетического университета. 2025. Т. 17. № 1 (65). С. 104–118.



От экспорта нефтепродуктов к экспорту электроэнергии

From export petroleum products to electricity export

Октай МАМЕДОВ

Ведущий научный сотрудник ВИНТИ, к. т. н.

E-mail: mamedovoktay@yandex.ru

Oktay MAMEDOV

Leading Researcher at VINITI, PhD

E-mail: mamedovoktay@yandex.ru

СЭС в Азербайджане

Источник: sputnik.az



Аннотация. В рамках энергетического перехода рассматривается возможность формирования энергетического хаба, в основе которого создание мощного комплекса энергетики на базе возобновляемых видов энергии, ориентированного на экспорт электроэнергии, заменяя нефтепродукты.

Ключевые слова: нефтепродукты, электроэнергия, экспорт, возобновляемая энергетика, подводный электрический кабель.

Abstract. As part of the energy transition, the possibility of creating an energy hub is being considered, based on the creation of powerful complex based on renewable energy, focused on export electricity, replacing export petroleum products.

Keywords: petroleum products, electricity, export, renewable energy, underwater electrical cable.

//

**К 2030 г. планируется
ввести порядка
6,5 ГВт на базе ВИЭ,
что составит 38 % от
суммарной мощности
энергетической
системы
Азербайджана**



ВЭС Acwa Power

Источник: breakingtravelnews

Принятые на Парижском саммите в 2015 г. обязательства странами-участниками по снижению выбросов вредных веществ в атмосферу с целью предотвращения повышения температуры на Земле не свыше 1,5 °С к 2050 г. носили характер намерений. Основную массу стран-участников представляли государства с развивающейся экономикой, с ограниченными финансовыми возможностями и в достаточной мере зависимыми от международных финансовых институтов, которые способны обеспечить достижение поставленных целей. Среди участников Парижского саммита были и представители государств Южного Кавказа, которые приняли обязательства по снижению выбросов вредных веществ в атмосферу в интервале 35 –

45% к 2050 г. по сравнению с 1990 г., что говорит об осторожной оценке своих возможностей с надеждой на благоприятные условия на перспективу 2050 г. Для достижения заявленных показателей по снижению выбросов вредных веществ в атмосферу требуется переход на энергоэффективные технологии использования ресурсов, генерацию энергии на условиях нулевых вредных выбросов и максимального снижения вредных выбросов в случае использования ископаемого топлива при производстве электроэнергии. Условия выработки энергии при отсутствии вредных выбросов означает создание практически новой для стран Южного Кавказа отрасли энергетики – «Возобновляемая энергетика», в основе которой лежит использование

энергии воды, ветра, солнечной радиации, геотермальной энергии и других видов возобновляемой энергии. Указанные виды энергии в достаточном количестве присутствуют на Южном Кавказе.

Среди стран Южного Кавказа следует отметить Азербайджан, который обладает, наряду с нефтегазовыми ресурсами, значительным потенциалом солнечной и особенно ветровой энергии. Потенциал страны складывается из ресурсов Нахичевани, анклава, граничащего с Турцией, Ираном и Арменией. Показатель ветроэнергетического потенциала этого региона достигает 157 ГВт, солнечной энергии – 23 ГВт, энергии малых рек – 520 МВт, био-



Президент Азербайджана И. Алиев на запуске СЭС «Пираллахи»
Источник: *president.az*

энергии – 380 МВт [1]. Политика в области возобновляемой энергетики проводится на основе госпрограммы по использованию возобновляемых источников энергии (ВИЭ), создания нормативно-правовой базы в области ВИЭ, подготовки стимулирующих мероприятий по использованию ВИЭ. Для обеспечения освоения потенциала ВИЭ в Азербайджане и его развития указом президента страны № 123 от 16 июня 2009 г. было образовано Госагентство по альтернативным и возобновляемым источникам энергии, статус которого в последующие годы менялся. Окончательное восстановление произошло указом президента № 1159 от 22 сентября 2020 г., по которому госагентство

вошло в структуру Министерства энергетики страны. В структуру госагентства входят отделы по развитию территорий ВИЭ, по работе с проектами по водородным и «зеленым» технологиям. В подчинении находится ЗАО «Azalternativenerji». Госагентство осуществляет организацию и регулирование деятельности в контрольно-измерительной сфере ВИЭ и их рационального использования. В задачу госагентства входят:

- определение потенциала ВИЭ в регионах Азербайджана и возможности их использования;
- создание информационной системы по ВИЭ;
- сбор, обработка и использование информации по ВИЭ;
- обеспечение установки и использования работ контрольно-измерительного оборудования ВИЭ;
- проведение изыскательных, разведочных, проектных работ в сфере ВИЭ;
- подготовка ТЭО перспективных проектов в сфере ВИЭ;
- обеспечение экологической безопасности на территории использования ВИЭ;
- организация приобретения и использования оборудования, техники и технологий в сфере ВИЭ;
- привлечение инвестиций в сферу ВИЭ.

Политика в области освоения ВИЭ в стране проводится на основе госпрограммы, которая была утверждена распоряжением Президента Азербайджана № 462 от 21 октября 2004 г. В рамках программы были введены: ВЭС мощностью 2,7 МВт, СЭС мощностью 1,8 МВт, биогазовая установка мощностью 1 МВт в Гобустанском экспериментальном полигоне и центре обучения.

В своем выступлении на 30-й Бакинской энергетической неделе в июне 2025 г. Президент Азербайджана подчеркнул, что в своей энергетической стратегии страна рассматривает на перспективу рост спроса на газ в странах Евросоюза и наращивание развития «зеленой» энергетики, особенно в Карабахском экономическом районе и в восточном Зангезуре, а также и на экспорт. В рамках энергетической недели было подписано FID (финальное инвестицион-

ное решение) о финансировании строительства СЭС «Шафаг» в восточном Зангезуре мощностью 240 МВт, стоимостью 200 млн долл., завершение строительства которой запланировано на 2027 г. Также в регионе будут сооружены СЭС «Уфуг» и «Шамс» мощностью по 50 МВт каждая. Следует отметить, что СЭС «Шафаг» будет поставлять электроэнергию на экспортный терминал «Сангачалы», ранее подключенный к местной газовой электростанции, что позволит сократить выбросы CO₂ и высвободить несколько млн кубометров газа. К 2030 г. на основе подписанных контрактов и инвестиционных обязательств планируется ввести 6,5 ГВт на базе ВИЭ, что составит 38% от суммарной мощности энергосистемы страны [2]. В настоящее время суммарная мощность энергосистемы Азербайджана составляет 9,7 ГВт, на долю ВИЭ приходится 1,8 ГВт (18,5%). Реализация проектов в области возобновляемой энергетики позволит увеличить долю ВИЭ в установленной мощности к 2027 г. до 33%, что обеспечит выработку 5 млрд кВт·ч электроэнергии, сэкономит 1 млрд м³ природного газа и сократит выбросы вредных веществ в атмосферу порядка 2,3 млн т. В рамках достижения поставленной цели введены

Нахичевань, Азербайджан



Источник: *azertag.az*

Потенциал морской ветроэнергетики над бассейном азербайджанской части Каспийского моря составляет 122 ГВт, то есть около 80% от суммарного потенциала ветроэнергетики страны

СЭС «Карадаг» мощностью 230 МВт, ВЭС «Хызы-Абшерон» мощностью 240 МВт. В Карабахском экономическом районе и в Восточном Зангезуре ввод мощностей ВИЭ (включая солнечные панели на крышах) составит 1,6 ГВт.

Настоящий рывок в развитии возобновляемой энергетики был осуществлен в рамках COP 29, который проходил в Баку с 11 по 22 ноября 2024 г., где был подписан Меморандум о взаимопонимании между SOCAR (Нефтяная госкомпания Азербайджана), MASDAR (ОАЭ) и Acwa Power (Саудовская Аравия) по производству электроэнергии морскими ВЭС сум-



ВЭС в Азербайджане

Источник: azertag.az

марной мощностью 3,5 ГВт на начальном этапе освоения ветроэнергетического потенциала шельфа азербайджанской части Каспийского моря. Также в рамках COP 29 были подписаны документы по финансированию проектов ВИЭ между SOCAR и ЕБРР (Европейский банк реконструкции и развития), АБР (Азиатский банк развития), АБИИ (Азиатский банк инфраструктуры и инвестиций). К 2027 г. планируется инвестировать в возобновляемую энергетику 2,8 млрд долл. для сооружения 8 проектов ВЭС и СЭС общей мощностью 2 ГВт [3]. Согласно подписанным документам, консорциум банков совместно участву-

ет в финансировании СЭС «Биласувар» мощностью 445 МВт и СЭС «Нефтечала» мощностью 315 МВт. Суммарная величина инвестиций 670 млн долл., выработка электроэнергии 1,7 млрд кВт·ч, снижение вредных выбросов 830 тыс. т, экономия газа 380 млн м³. В период прохождения COP 29 состоялась закладка фундамента СЭС «Шафаг» мощностью 240 МВт. Проект реализуется на основе исполнения соглашения между Министерством энергетики Азербайджана и ВР. Инвестиции, согласно проекту, составят 200 млн долл., выработка электроэнергии – 500 млн кВт·ч, экономия газа – 150 млн м³, сокращение выбросов вредных веществ – 530 тыс. т.

В развитии возобновляемой энергетики страны активное участие принимают Саудовская Аравия и ОАЭ. Так, саудиты участвуют в сооружении ВЭС «Хызы-Абшерон» мощностью 240 МВт и выработкой 1 млрд кВт·ч. Инвестиции в проект оцениваются в 350 млн долл., экономия газа достигает 220 млн м³, снижение выбросов вредных веществ – 400 тыс. т. ВЭС способна обеспечить электроэнергией 300 тыс. домохозяйств. ОАЭ участвует в сооружении СЭС «Карадаг» мощностью 240 МВт с годовой выработ-

Планы по дальнейшему развитию морской ветроэнергетики, в том числе на больших глубинах, определяются большим опытом Азербайджана в добыче нефти и газа на акватории Каспия

кой 500 млн кВт·ч. Экономия газа достигнет 110 млн м³, снижение вредных выбросов – 200 тыс. т, количество солнечных панелей – 570 тыс. единиц [4].

В феврале 2023 г. в Баку состоялось первоеминистерское заседание в рамках Консультативного совета по «зеленой» энергетике, где рассматривались концептуальные вопросы о производстве «зеленой» энергии на суше и на морском шельфе, а также строительстве новой ЛЭП до границы с Грузией. Подписано соглашение между правительствами Азербайджана, Грузии, Венгрии и Румынии о производстве и транспортировке «зеленой» энергии, в рамках которого предусматривается прокладка подводного кабеля по дну Черного моря протяженностью 1200 км. Разработкой ТЭО с завершением к 2025 г. занимается итальянская компания CESI. В рамках министерского заседания подписан Меморандум о сооружении электростанций на возобновляемых ресурсах суммарной мощностью 25 ГВт на суше и на море. В реализации проектов будут принимать участие фирмы MASDAR (ОАЭ), Acwa Power (Саудовская Аравия), Fortescue Future Industries (Австралия), TEPCO (Япония), Mairi Tecnimont (Италия), China Gechouba Group (Китай), TotalEnergies и EDF (Франция). Основной прирост возобновляемой энергетики будет осуществлен на базе освоения шельфа Каспия. Акцент на морскую ветроэнергетику, помимо постоянства ветра над поверхностью воды в 8–10 м/с и небольшой глубины моря, обусловлен ограниченностью земельной территории, необходимой для сооружения наземных СЭС и ВЭС. Перед проектировщиками стоит выбор земли без ущемления с/х производства. Так, площадь под СЭС «Биласувар» составляет 145 га в регионе активного с/х производства, СЭС «Нефтечала» – 97 га. С целью комплексного освоения земель подготовлен законопроект по сохранению существующих категорий и основных назначений земель под сооружение установок ВИЭ [5]. Поправки в закон позволят размещать крупные ВЭС и СЭС на с/х землях без изменения их категорий и изменения аграрной деятельности.

Планируемые поправки в земельный кодекс и закон об использовании ВИЭ устранили правовой барьер, который ограничивал размещение установок ВИЭ на с/х землях. Это позволит привлечь до-

полнительные инвестиции в возобновляемую энергетику. Агровольтаика, сочетающая выращивание с/х культур и размещение приподнятых солнечных панелей позволяет использовать землю с двойным назначением. Разрешение устанавливать ВЭС и СЭС без реклассификации земель также снижает административные расходы и ускоряет сроки реализации проектов ВИЭ. Отмечается, что расширение ВИЭ должно сопровождаться модернизацией сетей, внедрением систем хранения энергии, механизмами защиты фермеров, чтобы переход был устойчивым.

В рамках приоритетного развития возобновляемой энергетики в Азербайджане



Добыча нефти на шельфе Каспия

Источник: caliber.az

на базе морской ветроэнергетики World Bank Group подготовил дорожную карту «Offshore wind roadmap for Azerbaijan», в которой подробно расписана перспектива освоения ветроэнергетическими ресурсами морской поверхности Азербайджанской зоны Каспийского моря [6]. Документ выделяет этапы освоения шельфовой зоны глубиной до 40 метров как первоначальный этап освоения с последующим переходом на большие глубины с использованием морских платформ. Акцент на масштабное развитие морской ветроэнергетики связан с решением комплекса вопросов:

- декарбонизация экономики в рамках Парижского саммита;

- экспорт электроэнергии, производимой ветрогенераторами, а также производство водорода на базе «зеленой» энергии;
- вытеснение газа из баланса производства электроэнергии с последующим его экспортом;
- индустриализация экономики за счет локализации производства элементов оборудования ветроэнергетики, эксплуатации, создания специального флота, портов сборки элементов и их транспортировки на место сооружения морского ветрогенератора и его монтажа.



Каспийское море, Апшеронский полуостров
Источник: «Принтрест»

Основой для принятия решения масштабного развития морской ветроэнергетики служит значительный потенциал ветровой энергии над бассейном Азербайджанской части Каспийского моря, который, согласно данным World Bank, составляет 122 ГВт, то есть до 80% от суммарного потенциала ветроэнергетики страны. Согласно дорожной карте развития морской ветроэнергетики, на первом этапе предусматривается освоение 7 блоков прибрежной полосы у Апшеронского полуострова, каждый мощностью 1 ГВт. На начальной стадии намечено сооружение пилотного ветропарка мощностью 200 МВт. Освоение 7 блоков прибрежной полосы позволит достигнуть суммарную мощность в 7,2 ГВт, что обеспечит выра-

ботку 21,5 ТВт·ч электроэнергии в 2040 г., 37% от суммарной, дополнительно 69 тыс. рабочих мест, прирост ВВП 7 млрд долл., снижение выбросов вредных веществ 107 млн т.

Для выполнения программы первого этапа необходима 51% локализация производства башен, фундаментов морских подстанций и сервисных служб. Для шельфовых ветропарков выбираются свайные опоры ввиду их меньшей трудоемкости по сравнению с опорой в виде фермы. Общее количество ветрогенераторов в 7 морских ветропарках составит 390 единиц, каждый мощностью от 15 МВт. Выбор ветрогенераторов большой мощности связан как с характеристиками ветра над акваторией в 8–10 м/с, так и мировой практикой освоения подобных ветрогенераторов, обеспечивающих снижение затрат при увеличении единичной мощности установки. В соответствии с дорожной картой подготовительные работы в части исследований, разработки документации, разрешений, способов финансирования будут проведены до 2029 г., а начиная с 2030 г. будут обеспечены локальные производства башен, опор, морских подстанций, а также сооружение специальных морских транспортных средств (плавучие краны большой грузоподъемности, специальные баржи для транспортировки элементов морских ветрогенераторов). Затраты на создание инфраструктуры составят порядка 450 млн долл. Целевым показателем стоимости производства электроэнергии морской ветроэнергетики Азербайджана является средневзвешенное значение стоимости на хабе в Нидерландах, равное 70 долл. за 1 МВт·ч. Экспортная ориентация морской ветроэнергетики носит комплексный характер, которая включает структурную перестройку энергетического хозяйства, создание новых рабочих мест, прирост ВВП, глубокую электрификацию экономики, создание базы для производства «зеленого» водорода, сохранение земельных угодий, что способствует достижению продовольственной безопасности. Согласно данным Госкомстата страны, спрос на электроэнергию к 2040 г. увеличивается за счет роста потребности в отоплении, электрификации транспорта, производства водорода, что в совокупности почти вдвое превышает потребность в промышленности. Планы по дальней-

шему развитию морской ветроэнергетики, в том числе на больших глубинах, определяются большим опытом Азербайджана в добыче нефти и газа на акватории Каспия. Первая в мире морская добыча нефти была осуществлена в Азербайджане. Морская добыча нефти и газа связана с сооружением и эксплуатацией плавучих платформ, технология которых в значительной мере используется при сооружении и эксплуатации морских плавучих ветрогенераторов. При этом подобные установки имеют ряд преимуществ по сравнению с установками на шельфе, которые испытывают воздействия прилива при землетрясении, эрозию морского дна и воздействие на установку при вбивании опоры в грунт. К 2040 г. на долю морской ветроэнергетики приходится 37% от суммарного производства и 24% от других видов ВИЭ. Согласно проекту, морской ветропарк мощностью 1 ГВт состоит из ветрогенераторов мощностью 18 МВт, высотой башни 170 м, диаметром ротора 230 м. С позиции жизненного цикла ветроэнергетика характеризуется минимальными выбросами вредных веществ от 7 до 28 гр./CO₂ в зависимости от режима работы и типа ветрогенератора, что в четыре раза меньше, чем у гелиоэнергетики [7]. Для выполнения поставленных задач по формированию морской ветроэнергетики, согласно дорожной карте, потребуется 20 млрд долл. Затраты в производство электроэнергии морскими ветропарками зависят от скорости ветра, глубины морского дна, расстояния от порта монтажа элементов ветрогенератора, расстояния от порта обслуживания, расстояния от сети присоединения. Масштабное развитие морской

ветроэнергетики, равно как и возобновляемой энергетики в целом потребует сетей и п/станций, создания систем накопления энергии, гармонизации сетей, увеличение мощности компенсаторов реактивной энергии, создания системы контроля и управления за работой ветропарками и управления частотой в энергосистеме.

Прирост мощностей ВИЭ на 2040 г., согласно данным World Bank, составит 22,4 ГВт, что превысит более чем в два раза существующий показатель установленной мощности в стране 9,7 ГВт. Экспортный потенциал электроэнергии Азербайджана на 2040 г. превысит потребность в ней внутри страны [8]. В условиях структурной перестройки экономики на базе энергосбережения, цифровизации, развития отраслей с высокой долей добавочной стоимости, туризма и интенсивного сельского хозяйства, потребность в электроэнергии страны в рассматриваемый период будет составлять порядка 40 ТВт·ч, тогда как выработка, согласно оптимистическому прогнозу, составляет порядка 80 ТВт·ч. При выполнении дорожной карты Азербайджан превращается в потенциально крупного экспортера электроэнергии взамен углеводородов, которые по части нефти уже сейчас вышли на плато по добыче с последующим уменьшением. В условиях волатильности рынка нефти инвестиции в добычу несут значительные риски. В этой связи акцент на масштабное развитие возобновляемой энергетики с последующим экспортом электроэнергии является не только экономически и технически необходимым мероприятием, но и политически выверенным решением руководства Азербайджана.

Использованные источники

1. *Возобновляемые источники энергии в Азербайджане // Wikipedia. Режим доступа: https://ru.wikipedia.org/wiki/Возобновляемые_источники_энергии_в_Азербайджане (дата обращения: 17 ноября 2025 г.).*
2. *Стратегическое соглашение между SOCAR, SJSJL, BP, ADBF // Haggin.az. Режим доступа: <https://www.haggin.az/news/Стратегическое%20соглашение%20между%20SOCAR,%20SJSJL,%20BP%20ADBF> (дата обращения: 19 ноября 2025 г.).*
3. *Азербайджан и COP 29: реальный подход и пример для всех // News.Day.Az. Режим доступа: <https://www.news.day.az/polit> (дата обращения: 14 декабря 2025 г.).*
4. *Алиев формирует арабо-каспийскую субрегиональную модель // Haggin.az. Режим доступа: <https://www.haggin.az/news> (дата обращения: 25 ноября 2025 г.).*
5. *Возобновляемая энергетика на полях Азербайджана: двойная польза для экономики // News.Day.Az. Режим доступа: <https://www.news.day.az/econom> (дата обращения: 11 декабря 2025 г.).*
6. *Документы Всемирного банка. Режим доступа: <https://documents1.worldbank.org/curated/pdf> (дата обращения: 12 декабря 2025 г.).*
7. *Sobczuk S. Renewable Energy and CO2 Emissions: Analysis of the Life Cycle and Impact in the Context of Energy Mix Changes // Energies. 2025. Vol. 18, № 13.*
8. *Азербайджан превращается в региональный энергетический узел // Haggin.az. Режим доступа: <https://www.haggin.az/news> (дата обращения: 01 декабря 2025 г.).*

Редакционная этика журнала

Редакция журнала «Энергетическая политика» стремится соответствовать самым высоким международным требованиям публикационной этики, которые распространяются на деятельность всех участников процесса публикации: редакторов, авторов и рецензентов.

Редакция журнала следует этическим стандартам международного Комитета публикационной этики (COPE). Они включают непредвзятость к материалам и авторам статей, обеспечение понятного и прозрачного процесса рецензирования, нераспространения неопубликованных материалов, сокрытие личных данных авторов и рецензентов при рецензировании. Редакционная коллегия признает и принимает ответственность за публикуемые материалы.

Рецензенты статей должны соблюдать правила научного этикета и формального общения. В случае невозможности проведения рецензирования, рецензент должен своевременно уведомить редактора. Рецензенты обязуются не передавать рецензируемые статьи или информацию о них третьим лицам.

Автор статьи гарантирует, что его статья не содержит плагиат, не была полностью или частично опубликована ранее в других изданиях и не будет опубликована в других изданиях до публикации в журнале, не нарушает авторских прав, товарных знаков, патента, законного права или имущественного права других лиц. В случае необходимости соответствия процесса публикации научных исследований внутреннему регламенту организации, текст статьи должен быть одобрен ответственным представителем организации.

Автор гарантирует, что текст статьи одобрен всеми членами авторского коллектива. Автор несёт ответственность за достоверность данных в предоставленной статье. В случае обнаружения ошибок и неточностей автор обязуется немедленно уведомить об этом редакцию журнала. В случае использования частей работ других авторов, результатов исследований, данных или графических материалов автор обязан делать ссылки на публикации, из которых это было заимствовано.

В случае несоблюдения или нарушения требований публикационной этики редакционная коллегия журнала оставляет за собой право отклонить публикацию и не допускать работы данного автора к рассмотрению.

Уважаемые авторы!
С требованиями к оформлению и отправке статей,
а также с правилами рецензирования
вы можете ознакомиться по ссылке:
<https://energy-policy.ru/redakcziya/>



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА



Оформить подписку на журнал «Энергетическая политика» можно напрямую у издателя ООО «ГУ ИЭС». По вопросам подписки обращаться по адресу energypolicyjournal@yandex.ru. В каждом номере – аналитические обзоры, авторские колонки, материалы научного и научно-прикладного характера. Будь в курсе основных направлений развития ТЭК!

energy-policy.ru

НАШИ ПАРТНЕРЫ

 ПРiМCЫРЬEИМПiРТ



ЦЕНТР ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ УСЛУГ



ЗАРУБЕЖНЕФТЬ
АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО



ИНТЕР РАО
ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИЯ



РОССЕТИ



ISSN 2409-5516



2409 5516

Источник фото на обложке:
rss.vladimir@gmail.com / depositphotos.com