



ГАЗОВЫЙ БИЗНЕС

ЖУРНАЛ СОЮЗА ОРГАНИЗАЦИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ «РОССИЙСКОЕ ГАЗОВОЕ ОБЩЕСТВО»



- 18, 26 **ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИЯ** как рынок сбыта газа в России. Узкие места и точки роста
- 32, 42 **Ресурсы и технологии: РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ** энергетических систем
- 52 **Мировой газовый рынок** оказался крайне уязвим к кризису В ПЕРСИДСКОМ ЗАЛИВЕ



10

УМНЫЙ УЧЕТ



52, 66, 79, 83

ОРМУЗ и РЫНКИ



102

КАДРЫ



9 771673 808002 7 08 01



www.gazo.ru



№ 2•2026

Союз организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество» – это эффективный механизм согласования интересов представителей нефтегазовой отрасли, площадка для диалога по наиболее актуальным вопросам.

Основные задачи Союза: представление и защита интересов членов Союза, создание условий для устойчивого развития отрасли, сохранение инвестиционной активности и повышение рентабельности предприятий ТЭК, формирование позитивного общественного мнения, информирование о деятельности компаний российской нефтегазовой отрасли, развитие международного сотрудничества.

РГО: цифры и факты

17 законопроектов в работе

5 направлений деятельности

2 ежеквартальных журнала

165 участников Союза

160 отраслевых экспертов

5 совместных проектов с членами РГО

7 отраслевых мероприятий



РЕГУЛИРОВАНИЕ

Виртуальные балансовые пункты и балансируемые зоны Нововведение в «Правила поставки газа в Российской Федерации». Возможные пути практической реализации.....	2
Интеллектуальный учет заставил поломать копыя.....	10

ИНФРАСТРУКТУРА

Газовая электрогенерация в России: комплексный анализ состояния, динамики и перспектив	18
Распределенная газовая энергогенерация.....	26

РЕСУРСЫ

Редкоземельные металлы как возможный драйвер технологического развития и гарант суверенитета России	32
Незаметные герои энергоперехода О роли энергетики в индустрии РЗМ и о роли РЗМ в трансформации энергетики.....	42
Технологические тренды индустрии РЗЭ Инноваторы отчаянно пытаются сдерживать спрос	45

РЫНКИ

Ценовые индексы природного газа и сжиженных углеводородных газов Петербургской Биржи.....	50
Где тонко, там и рвется Почему газовый рынок оказался столь уязвим к кризису в Персидском заливе?.....	52
Ценовой шторм и новые правила игры Как конфликт на Ближнем Востоке перекраивает энергетическую карту мира	66
Эффекты быстрого и медленного реагирования Обо всем на глобальных рынках.....	74
Борьба за власть в Ормузском проливе угрожает торговле удобрениями и аммиаком	83
Без газа Китай делает мочевины из угля и сокращает экспорт удобрений.....	87
Внедрение технологий CCUS: и неудачи, и прогресс.....	88

УПРАВЛЕНИЕ

Анализ управления операционными рисками на предприятиях газовой промышленности.....	92
---	----

НА ПЛОЩАДКЕ РГО

Бизнес-диалог 2026 Новая площадка Российского газового общества для профессионального обсуждения острых и важных тем.....	100
---	-----

КАДРЫ

Энергия успеха Кадровый потенциал нефтегазовой отрасли как результат социального партнерства и стратегического взаимодействия	102
---	-----

Учредитель и издатель:
Союз организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество», www.gazo.ru
Главный редактор:
Наталья Петрова
Редакция: journal@gazo.ru
Журнал распространяется по редакционной подписке и адресной рассылке.
Оформление подписки, публикации рекламы и оформление платных материалов:
тел.: +7 (495) 660-3996
Почтовый адрес:
119261 Москва, Ломоносовский пр-т, д. 7, корп. 5
Свидетельство о регистрации средства массовой информации ПИ № ФС77-68558 от 31 января 2017 года. Первичная регистрация 29 августа 2003 года.

Перепечатка текстов и фотографий журнала «Газовый бизнес» допускается только с письменного разрешения редакции. При цитировании ссылка на журнал «Газовый бизнес» обязательна.
Дизайн, верстка:
Мария Уранова
Корректор:
Кябугар Махмудбекова

Подписано в печать:
27.05.2026

В журнале использованы фотографии компаний «Газпром», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «НОВАТЭК», «Газпром нефть», «Татнефть», «Совкомфлот», «Росатом», «РусГидро», «Транснефть», «СИБУР», Equinor, BP, CHN Energy, KOGAS, TEPCO, Cheniere, BVC, CNPC и др., с сайтов правительств субъектов РФ, РГО, авторов статей, из открытых источников.
Фото на обложке:
«Газпром энерго».
© Союз организаций нефтегазовой отрасли «Российское газовое общество»



ВИРТУАЛЬНЫЕ БАЛАНСОВЫЕ ПУНКТЫ И БАЛАНСИРОВОЧНЫЕ ЗОНЫ

НОВОВВЕДЕНИЕ В «ПРАВИЛА ПОСТАВКИ ГАЗА В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ»

ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ ПРАКТИЧЕСКОЙ РЕАЛИЗАЦИИ

В марте 2026 года вступила в силу новая редакция «Правил поставки газа в Российской Федерации». В ней в определении балансового пункта, на котором переходит право собственности на газ, предусмотрена не существовавшая ранее возможность создания виртуального балансового пункта – ВБП. Согласно документу, это «не имеющая физической привязки к объектам газотранспортной системы точка или зона».

До настоящего времени в российской практике поставок газа виртуальные балансовые пункты отсутствовали. В данной статье мы рассмотрим, как ВБП связан с физическими объектами

газотранспортной системы (ГТС) и как эволюционировала практика применения ВБП в странах Европейского союза. Проанализируем различные предложения российских авторов, учитывающие особенности ГТС ЕСГ, регулирования рынка газа в РФ, а также условия, при которых создание ВБП в рамках инфраструктуры российского рынка газа возможно и необходимо.

Виртуальный БП и физические объекты ГТС

Хотя виртуальный балансовый пункт и не имеет физической привязки к объектам ГТС, газ, меняю-

щий на нем собственника, транспортируется по вполне физическим магистральным газопроводам – от месторождения продавца и после смены собственника до выхода из ГТС в регионе расположения покупателя. Это означает, что ВБП должен соотноситься с реальными объектами ГТС, позволяющими физически передать газ от продавца к покупателю или заместить его газом из другого источника.

Эти объекты формируют балансировочную зону (БЗ) данного ВБП. «Гидравлически» балансировочная зона подобна большому баллону, в который газ закачивается из нескольких источников и отбирается во многих точках (рис. 1).



АНДРЕЙ БОРИС,
начальник управления
нормативного сопровождения
реформирования рынка газа
АО Петербургская Биржа

ВБП ФУНКЦИОНИРУЕТ
В БАЛАНСОВОЙ ЗОНЕ,
КОТОРАЯ СФОРМИРОВАНА
КОНКРЕТНЫМИ ОБЪЕКТАМИ
ГТС, ФИЗИЧЕСКИ
ПЕРЕДАЮЩИМИ ГАЗ
ОТ СОБСТВЕННИКА
СОБСТВЕННИКУ

Как только газ пересек физическую границу балансовой зоны на «входе», он становится «виртуальным» и доступным для продажи на ВБП. Внутри зоны уже не важно, по какой именно трубе он течет. Из этого следует: «перемещение» газа между любыми парами точек входа и выхода возможно «по определению» и не требует согласования с оператором ГТС или администратором балансовой зоны. Возможность поставки определяется заранее известными

Рисунок 1. Схема балансировочной зоны



Примеры зарубежных стран

■ **Великобритания.** National Balancing Point, NBP – старейшая и наиболее ликвидная модель в Европе. Весь остров представляет собой единую ВБЗ. Газ на NBP является «виртуальным», что делает его идеальным финансовым инструментом. Балансировка осуществляется ежедневно, а оператор (National Grid) закупает или продает газ для нужд системы на открытом рынке, транслируя эти цены участникам с небалансом.

■ **Германия.** Trading Hub Europe, THE – результат долгой эволюции и слияния зон. Ранее в Германии существовало множество мелких зон, привязанных к конкретным транспортным сетям. С 2021 года страна представляет собой единую зону THE. Это позволило достичь максимальной концентрации ликвидности.

■ **Франция.** Система «вход-выход» была полностью консолидирована 1 ноября 2018 года с созданием единой рыночной зоны Trading Region France (TRF), которая объединила ранее существовавшие площадки PEG Nord и Trading Region South (TRS). Это было сделано для устранения ценовых различий между севером и югом страны и повышения ликвидности рынка. Виртуальной торговой точкой (VTP) и единым хабом для всей страны является Point d'Echange de Gaz (PEG). Здесь участники рынка могут торговать газом без необходимости бронирования мощностей внутри зоны. Благодаря созданию TRF французский рынок стал более интегрированным в европейскую систему, обеспечивая единую цену для всех внутренних потребителей.

■ **Канада.** Движение в направлении создания виртуальной балансовой зоны началось в Канаде еще в 1990-х годах. К настоящему времени создана единая балансовая зона NIT (Nova Inventory Transfer) с виртуальным хабом AECO. Внутри системы NIT нет географических зон. Весь газ мгновенно попадает в единый виртуальный «океан» газа. Разрешение (контракт) нужно только на вход (Receipt Service – закачка из скважины в систему) и на выход (Delivery Service – забор из системы, то есть на экспорт в США). Все, что происходит между входом и выходом (в том числе перепродажи между трейдерами), происходит «по умолчанию» и мгновенно в электронном реестре.

■ **США.** Несмотря на разветвленную ГТС, охватывающую всю территорию страны, в США нет крупных виртуальных балансировочных зон. Это связано в первую очередь с высокой степенью фрагментарности системы с точки зрения собственности. Более 150 компаний классифицируются как операторы межштатных газопроводов, а есть еще компании – владельцы внутриштатных трубопроводов. Поэтому не удивительно, что большинство балансовых пунктов (хабов) привязано к физическим точкам, в которых соединяются различные газопроводы и установлены системы измерения физических объемов протекающего газа. Наиболее известный из них – Henry Hub в Луизиане, где пересекаются 9 межштатных и 4 внутриштатных газопровода.

Однако многие крупные трубопроводные компании в США на принадлежащих им газопроводах создали виртуальные балансовые зоны. Это могут быть как линейные участки газопроводов (например, Tennessee Gas Zone 4), так и достаточно разветвленные системы (Transco Zone 6 вблизи Нью Йорка). Это позволяет шипперам покупать и продавать газ, даже если он физически находится в разных участках трубы внутри этой зоны. Кроме того, внутри виртуальных зон операторы трубопроводов позволяют им за плату «припарковать» (parking) газ в зоне и «одолжить» (lending) газ в зоне.

мощностями точек входа и выхода. Это позволяет развивать вторичный рынок перепродаж газа без переоформления транспортных договоров.

ВБП ПОЗВОЛЯЕТ ОСУЩЕСТВЛЯТЬ ПЕРЕПРОДАЖИ ГАЗА ПРИ РАЗНОНАПРАВЛЕННЫХ НЕДОБОРАХ И ПЕРЕБОРАХ И ТЕМ САМЫМ ПОМОГАЕТ СОЗДАВАТЬ ВТОРИЧНЫЙ РЫНОК ГАЗА БЕЗ ПЕРЕОФОРМЛЕНИЯ ТРАНСПОРТНЫХ ДОГОВОРОВ

Разнонаправленные недоборы и переборы газа потребителями, как правило, могут быть компенсированы изменением давления в системе в пределах технологической нормы и также не требуют вмешательства оператора ГТС. Вмешательство требуется только в случае массового одновременного отклонения фактических объемов потребления от контрактных объемов поставки,



например при похолодании или неожиданном потеплении в регионе расположения балансирующей зоны. В этом случае оператор ГТС должен увеличить или уменьшить поставку газа, чтобы удерживать давление в системе в пределах технологически допустимой нормы.

Суть вопроса: физическая и коммерческая балансировка в ГТС

Финансовые отношения в случаях перебора и недобора газа потребителями на европейском рынке регулируются с помощью коммерческой балансировки. В самых общих чертах: потребители (в лице представляющих их на оптовом рынке трейдеров), недобравшие газ, имеют возможность выставить излишки на продажу, а перебравшие – приобрести у них недостающий газ по складывающимся рыночным ценам. Несбалансированные объемы газа по окончании торговли между потребителями или трейдерами, как правило, продает или покупает администратор балансирующей зоны на гарантированно выгодных для него условиях: например, покупает по минимально сложившейся на балансирующем рынке цене, а продает по максимальной. В случае массового отклонения потребления от запланированных объемов цены

на балансирующем рынке существенно растут или падают, и администратор системы при продаже или покупке несбалансированных объемов газа дополнительно к этим экстремальным ценам может добавить «штрафной коэффициент».

Физическая балансировка осуществляется в режиме реального времени. Если потребление превышает поставку, давление падает, и диспетчер обязан либо увеличить добычу и поставку газа в систему, либо увеличить подачу из подземных хранилищ газа, либо задействовать резервы давления в трубе, либо, в крайнем случае, ограничить потребителей.

Коммерческая балансировка не обязательно должна осуществляться немедленно, коммерческие расчеты не обязаны быть «привязанными» по времени к уже совершенной оператором ГТС физической балансировке.

Однако, хотя любые штрафные санкции за небаланс, предусмотренные системой коммерческой балансировки, способствуют соблюдению участниками рынка договорных отношений, время, в течение которого совершается коммерческая балансировка, имеет важное значение для физической балансировки системы.

Время, в течение которого коммерческая балансировка способствует физической, определяется длительностью «балансового периода». В современной практике это,



Бованенковское месторождение

как правило, газодневки. Введение ежедневных коммерческих сигналов заставляет участников рынка реагировать на изменения спроса быстрее, чем диспетчер успеет задействовать аварийные резервы системы. Таким образом, коммерческие механизмы превентивно «выравнивают» физический профиль загрузки ГТС, снижая затраты оператора ГТС на балансировку системы.

Для оперативного (в реальном времени) осуществления коммерческой балансировки необходимо иметь соответствующую оперативную систему учета поставляемого и потребляемого газа.

Проекты предложений по созданию балансирующей зоны в РФ

Проект в «Справочном пособии для работников диспетчерских служб газотранспортных систем» (2014)

В Единой системе газоснабжения (ЕСГ) существуют зоны, которые имеют по несколько (от 2 до 5) соединений с другими частями (зонами) ЕСГ. Эти соединения являются входами в зону, потому что практически постоянно работают в одном направлении. Весь баланс такой зоны формируется за счет

поступления газа в зону по этим входам. Распределение газа потребителям внутри зоны, как правило, не зависит от распределения газа в других зонах ЕСГ (есть исключения, когда по одному из соединений зон, газопроводов-отводов, газ перетекает из зоны в зону).

Выходами газа из зоны являются магистральные газопроводы (МГ), ведущие в другие зоны, газораспределительные станции с подключенными к ним сетями газораспределения, подземные хранилища газа (ПХГ), объекты газопотребления, непосредственно подключенные к магистральным газопроводам. Выход газа из

Изменения в управлении процессами транспортировки в Европе

Прошлое: эпоха шипперов

В этой модели шиппер (грузоотправитель, транспортировщик) был центральной фигурой, часто являясь частью вертикально интегрированной компании. Управление строилось на принципе point-to-point (контрактный путь от точки входа до точки выхода).

Основные функции шипперов:

- бронирование мощностей: заключение долгосрочных контрактов на конкретные маршруты (конкретные трубы);
- поиск ресурса и обеспечение его физического наличия в трубе;
- подача заявок оператору на прокачку определенных объемов в конкретные даты;
- портфельный менеджмент: управление собственным балансом газа внутри выделенного ему «коридора».

Настоящее время: эпоха администраторов балансирующей зоны

С развитием европейского законодательства физические маршруты заменились виртуальными. Появилось понятие «балансирующей зоны», где не важно, по какой трубе идет газ, — важно лишь, сколько вошло в зону и сколько вышло.

Здесь ключевая фигура – администратор балансирующей зоны (часто это функции оператора газотранспортной системы или администратора балансирующей зоны – некоммерческой организации, объединяющей участников рынка газа).

Администратор сегодня — это нейтральный арбитр, который управляет не столько трубами, сколько коммерческим и физическим балансом всего рынка.

Основные функции администраторов зон:

- управление ВБП: организация функционирования хабов (например, TTF в Нидерландах или TNE в Германии), где право собственности на газ переходит без привязки к физической трубе;
- коммерческая балансировка: ведение реестра всех входов и выходов газа, выкуп или продажа несбалансированных объемов газа;
- участие в физической балансировке: закупка газа для поддержания давления в системе, если суммарные действия всех участников рынка угрожают стабильности ГТС;
- распределение ограниченных мощностей на аукционах;

- обеспечение прозрачности: публикация данных о потоках в реальном времени для всех участников рынка.

Все расходы на балансировку (затраты на работу компрессоров, хранилища, закупку газа) администратор зоны, как некоммерческая организация, распределяет между всеми пользователями системы пропорционально их объемам. Это коллективная ответственность, стимулирующая рынок к саморегулированию.

Следует отметить, что если раньше шипперам прощали небольшие ошибки (например, 3–5% отклонения без штрафа), то в современных европейских зонах допущения практически равны нулю. Система требует полной точности.



КС «Атаманская»

одной зоны может одновременно являться входом в другую зону. Таким образом обеспечивается взаимодействие зон.

Характерные примеры таких зон:

- «Северо-западная зона» основана на газотранспортной системе «Северный коридор». Газ поступает в систему с трех направлений (рис. 2):

- по системе магистральных газопроводов «Северного коридора», в которой объем подачи формируется от добычи газа в Надым-Пур-Тазовском регионе и на полуострове Ямал;

- со стороны «Центрального коридора» по магистральному газопроводу (МГ) Починки – Грязовец;

Рисунок 2. Схема Северо-западной зоны



- со стороны «Центрального коридора» на КС «Торжок». В зоне имеется два подземных хранилища газа.

- «Томская зона» основана на Томской газотранспортной системе. Входами в зону являются:

- объекты месторождений Западной Сибири в Томской области;

- КС «Богандинская», на которую газ поступает со стороны «Южного коридора» (МГ Уренгой – Челябинск).

- «Южная зона» объединяет ГТС ООО «Газпром трансгаз Краснодар», ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», ООО «Газпром трансгаз Махачкала». Газ поступает в зону:

- от «Центрального коридора» по МГ Починки – Изобильное – ССПХГ (Северо-Ставропольское ПХГ) и наземной системы «Южного потока» по восточной и западной веткам;

Рисунок 3. Зоны торговли газом согласно проекту НИИГазэкономки



Рисунок 4. Пример разбиения для семи зон выхода



- от «Южного коридора» по МГ Сохрановка – Октябрьская;
- с Астраханского газоперерабатывающего завода.

В зоне имеется крупнейшее в РФ Северо-Ставропольское ПХГ.

Аналогичным образом можно определить в ЕСГ еще несколько конкретных зон балансировки: например центральную в зоне ответственности ООО «Газпром трансгаз Москва» и др.

Проект ВНИИГазэкономки (2015)

Подходы к формированию ВБЗ и расчету тарифов по системе «вход-выход» были предложены НИИГазэкономки в 2015 году и опирались прежде всего на европейский опыт. Было предложено разделить ЕСГ на 5 зон торговли (рис. 3), при формировании которых учитывались топология ЕСГ (основные газотранспортные коридоры), границы деятельности газотранспортных компаний ПАО «Газпром» и границы регионов.

Внутри каждой зоны торговли определялось положение виртуальной торговой точки. Было предложено два способа ее определения: на основе маржинальных потоковых расстояний и на основе средневзвешенных по мощностям точек входа и выхода координат.

Соотношение платы за вход и платы за выход предполагалось варьируемым параметром (было

предложено принять соотношение 50/50). НВВ (необходимая валовая выручка) данной торговой зоны (газотранспортной компании ПАО «Газпром») распределялась пропорционально товаро-транспортной работе (произведение транспортируемого объема газа на расстояние), совершаемой при транспортировке газа от точек входа в данную торговую зону до виртуальной торговой точки и от виртуальной торговой точки до точек выхода из данной торговой

зоны. Тарифы на вход и выход рассчитывались делением соответствующей доли НВВ на мощность точки входа или выхода.

Данная концепция ориентирована на территориально-административный принцип. Совпадение коммерческих границ с зонами ответственности конкретных юридических лиц и диспетчерских центров дает возможность упрощения сбора данных и расчетов внутри одного юридического лица.

Проект группы экспертов газовой отрасли (2022)

Данный проект предлагает разбить ЕСГ на зоны выхода, в которых устанавливаются одинаковые величины тарифов на выход. Такие зоны состоят из регионов, сгруппированных по принципу смежности, в качестве критерия принята минимизация разбросов нетбэков в зонах входа относительно регулируемых цен в регионах зон выхода. Количество зон выхода и соотношение тарифов на вход и выход являются свободными параметрами. Межзональные тарифы устанавливаются по принципу безарбитражности – как разница между большим тарифом на поставку в одну зону и меньшим тарифом в другую зону (рис. 4).

Еще одной целью разбиения на зоны (группы регионов) с близкими нетбэками является исключение перепродаж и спекулятив-





Газпром добыча Уренгой

ных операций при коммерческой балансировке: перепродажи газа с существенно различающимися нетбэками на балансовом пункте.

Проект методики «вход-выход» ФАС (2023)

Исходя из топологии газотранспортной системы ЕСГ регионы, в которые поставляется газ (субъекты РФ – зоны выхода), сгруп-

пированы в большие макрзоны «входа-выхода» таким образом, что газ может быть поставлен в любой регион (субъект РФ), входящий в эту макрзону, вне зависимости от того, откуда этот газ поступил в макрзону (рис. 5).

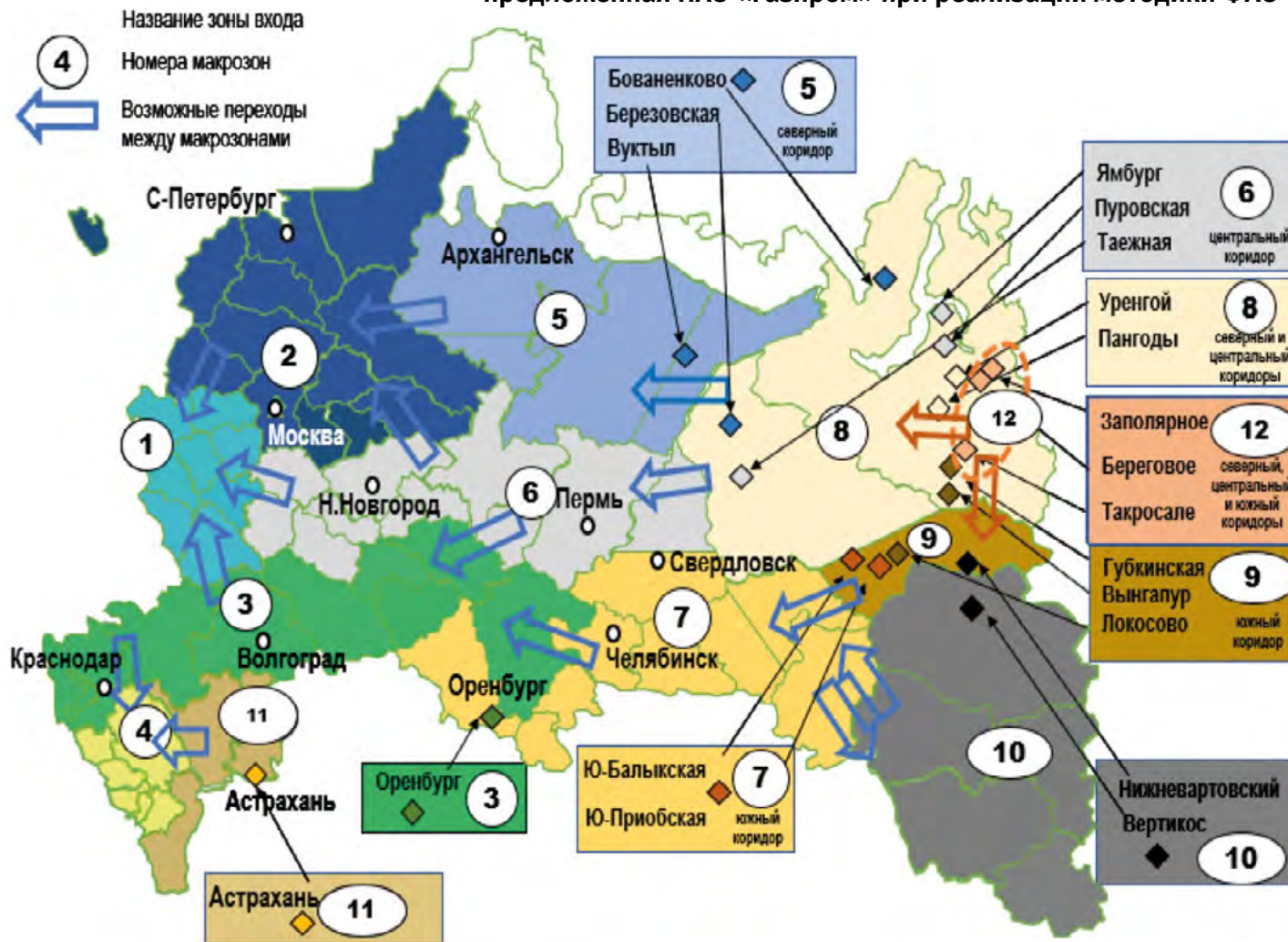
Тарифы рассчитываются исходя из принципа равной доходности поставок от конкретной зоны входа (различной для разных зон входа) во все регионы, в которые поставка от данной зоны входа возможна в соответствии с топологией газотранспортной системы.

Стоимость транспортировки зависит не от конкретного маршрута, а только от выбранных зоны входа и зоны выхода и является одинаковой как для внебиржевых поставок, так и для газа, приобретенного на биржевых торгах.

Газ, поступивший в макрзону (после уплаты тарифа за вход и тарифа за переход между макрзонами, если такие переходы были), имеет одинаковую экономическую эффективность поставки в любую зону выхода (субъект РФ) как в пределах этой макрзоны, так и в макрзонах «ниже по течению», независимо от того, из какой зоны входа поступил этот газ. Это дает возможность перепродавать газ внутри каждой макрзоны (независимо от того, откуда этот газ поступил), организовывать биржевую торговлю, включая коммерческую балансировку, на виртуальных точках внутри каждой макрзоны.

Стоимость транспортировки газа с промежуточным хранением в ПХГ отличается от стоимости прямой транспортировки только стоимостью хранения в ПХГ.

Рисунок 5. Схема разбиения на зоны входа и выхода, предложенная ПАО «Газпром» при реализации методики ФАС



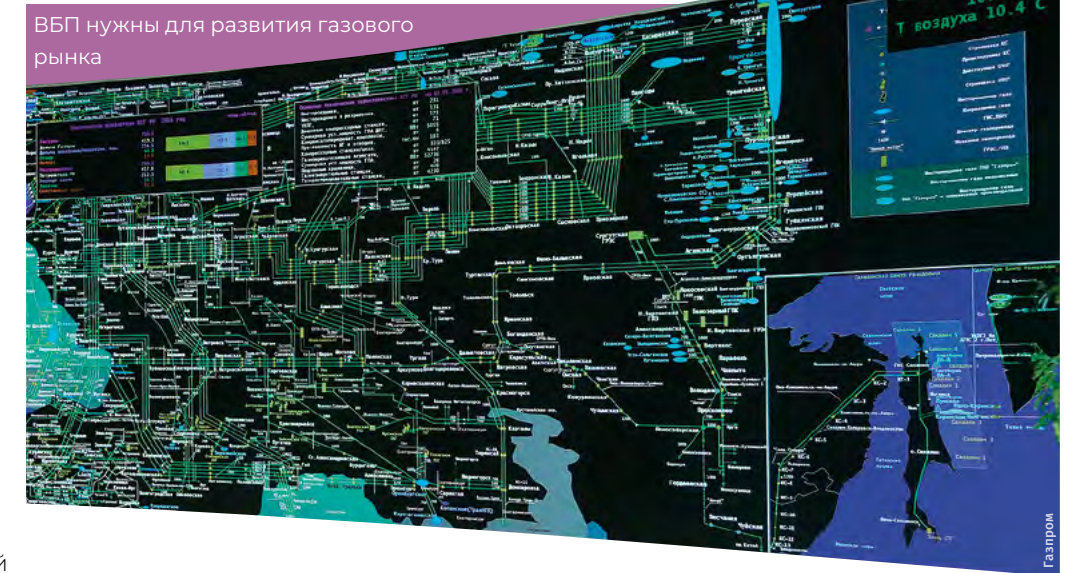
Сопоставление проектов

Следует отметить, что, несмотря на различие подходов к формированию зон в описанных выше предложениях, нет кардинального различия в «географии» и границах сформированных зон, поскольку все эти подходы в той или иной степени учитывают реальную топологию российской ГТС.

Среди них наиболее близким к европейской практике является подход, изложенный в «Справочнике...» (2014), а наиболее отражающим специфику регулирования газовой отрасли в РФ – проект ФАС.

Возможно, если получится совместить эти подходы, удастся реализовать систему виртуальных балансовых пунктов, практически применимых в российских условиях.

При этом важно понимать, что введение нескольких балансовых зон приведет к «размытию» ликвидности: чем на большее число зон поделена ГТС, тем меньше потенциальный объем балансировки внутри каждой из зон. Идеальным решением этой проблемы являлось бы строительство дополнительных магистральных гаопроводов – перемычек для увеличения связности ГТС и укрупнения зон. Однако в случае с ГТС ЕСГ это представляется маловероятным, да и мало обоснованным с экономической точки зрения. Одним из возможных путей разрешения проблемы «размытия» ликвидности могла бы быть двухэтапная балансировка. Сначала балансировка внутри зоны, в режиме приближенном к реальному времени и не требующая согласования оператора ЕСГ, а затем не сбалансированные внутри зоны объемы выносятся на межзонную балансировку по согласованию с оператором ГТС или в рамках установленных им лимитов на потоки между зонами.



ВБП нужны для развития газового рынка

В заключение: от новшества до практики – большой путь

Введение в законодательство понятия «виртуального балансового пункта» является, безусловно, полезным и способствующим будущему развитию рынка, но реальное внедрение ВБП – вопрос не сегодняшнего дня.

Как было показано выше, для успешного внедрения ВБП необходимы как минимум три условия (не считая ужесточения требований к не штрафным отклонениям потребления газа):

- учет газа, максимально приближенный по времени к реальному потреблению;
- «зонный» принцип допуска к транспортировке газа;
- тарификация платы за транспортировку газа по принципу «вход-выход».

Причем из вышеперечисленных условий наиболее близким к реализации является оперативный учет газа. Так, компании группы «Газпром» реализуют программу «СТМ 100» по оснащению потребителей газа приборами учета с телеметрией и интеллектуальными приборами учета газа. По заявлениям представителей компании, значительная часть промышленных потребителей уже оснащена соответствующими приборами учета. Однако законодательного оформления интеллектуальной системы учета газа (ИСУГ),

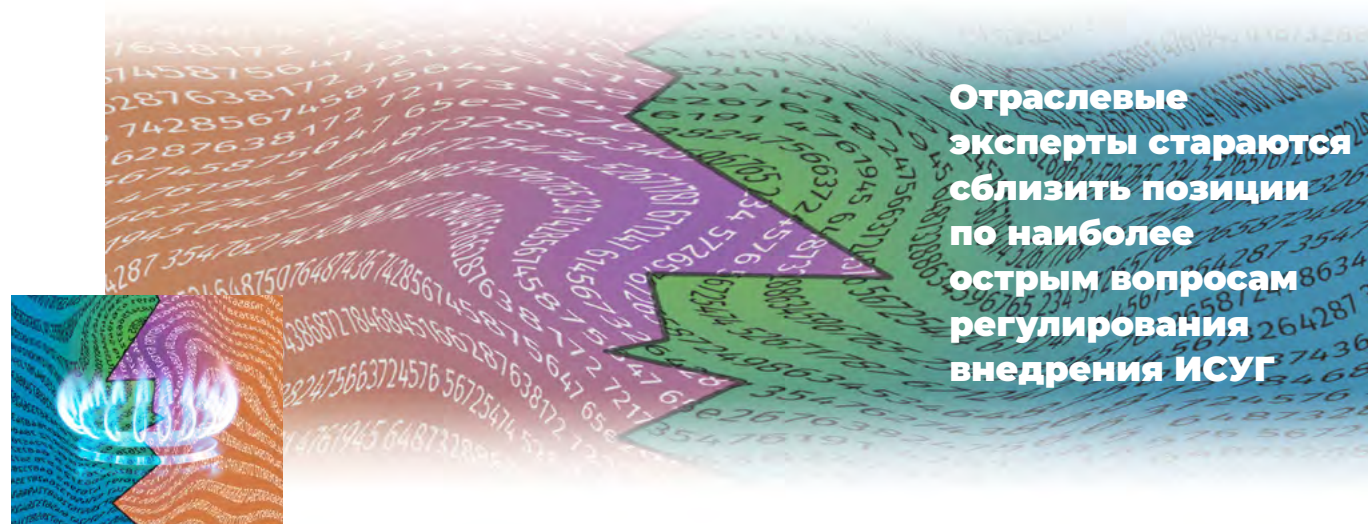
позволяющая реализовать как минимум посуточный коммерческий учет газа, пока не получила. Разработанные дополнения в 69-ФЗ «О газоснабжении в РФ» до сих пор проходят обсуждение.

Постановление правительства РФ от 14.07.1997 № 858 «Об обеспечении доступа независимых организаций к газотранспортной системе открытого акционерного общества «Газпром» с незначительными изменениями действует до настоящего времени. То же самое относится к приказу ФСТ России от 23.08.2005 № 388-э «Об утверждении Методики расчета тарифов на услуги по транспортировке газа по магистральным газопроводам».

В целом законодательное развитие газовой отрасли затормозилось в конце 2000-х годов и существенно отстает от других отраслей, особенно от электроэнергетики. Текущая ситуация в газовой отрасли требует объединения государственных регуляторов, компаний и экспертного сообщества для поиска новых путей развития.



ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ УЧЕТ ЗАСТАВИЛ ПОЛОМАТЬ КОПЬЯ



Отраслевые эксперты стараются сблизить позиции по наиболее острым вопросам регулирования внедрения ИСУГ

Формирование современной цифровой инфраструктуры является важной стратегической задачей газовой отрасли, обеспечивающей ее эффективность в современных условиях. Решение этой задачи направлено на повышение достоверности учета, сокращение потерь газа, обеспечение прозрачности расчетов, удобства для потребителей газа и безопасности его использования.

На площадке Российского газового общества совместно с отраслевым сообществом проводится системная работа по формированию нормативной базы внедрения интеллектуальных систем учета газа (ИСУГ). Разработан и направлен в федеральные органы исполнительной власти проект федерального закона, предусматривающий создание нового правового

института интеллектуального учета газа, а также ведется подготовка комплекса подзаконных нормативных актов и проработка механизмов государственной поддержки.

В конце марта 2026 года в рамках отраслевого бизнес-диалога, организованного Российским газовым обществом, состоялся круглый стол «Интеллектуальные системы учета газа. Технологический аспект». На нем эксперты, представители органов власти, газовых компаний, инженерных предприятий, производителей оборудования обсудили технологические, нормативные и организационные аспекты внедрения ИСУГ.

Открывая работу круглого стола, модератор первый заместитель председателя Комитета Госдумы по энергетике, президент РГО

Павел Завальный назвал его «технологическим продолжением» аналогичного мероприятия, прошедшего в думском комитете чуть ранее, 12 марта.

Технологическому аспекту было уделено много внимания тоже. Но именно вокруг нормативно-правовой базы и механизмов регулирования, особенно финансово-экономических, разгорелся нешуточный диспут, обнаживший ряд нерешенных либо несогласованных вопросов. Безусловно, высказанные на единой площадке мнения, даже порой полярные, способствуют поискам компромисса и оптимальных решений, ведут к синхронизации позиции отрасли. Активный переговорный процесс помогает сформировать предложения по дальнейшему развитию проекта ИСУГ на федеральном уровне.



Пора действовать!

ПАВЕЛ ЗАВАЛЬНЫЙ

первый заместитель председателя Комитета Госдумы по энергетике, президент Российского газового общества

– В необходимости внедрения систем интеллектуального учета газа сегодня нет сомнений. Ожидаемые эффекты – это повышение безопасности использования газа в быту, в том числе в многоквартирных домах; повышение точности, своевременности и объективности учета газа и удобство расчета за него; усиление платежной дисциплины и сокращение коммерческих потерь; заказы для предприятий, которые производят приборы учета; развитие отечественных технологий, в том числе цифровых, интегрированных в учетно-платежную систему.

Мы подготовили законопроект, способствующий внедрению интеллектуальных систем учета газа, и готовимся к его внесению на рассмотрение и принятие. Акцент сделан на нормативно-финансовую сторону вопроса. Мы внимательно смотрели на экономику процесса, сколько это будет стоить и какой даст результат.

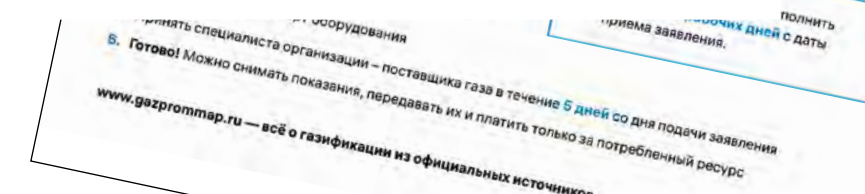
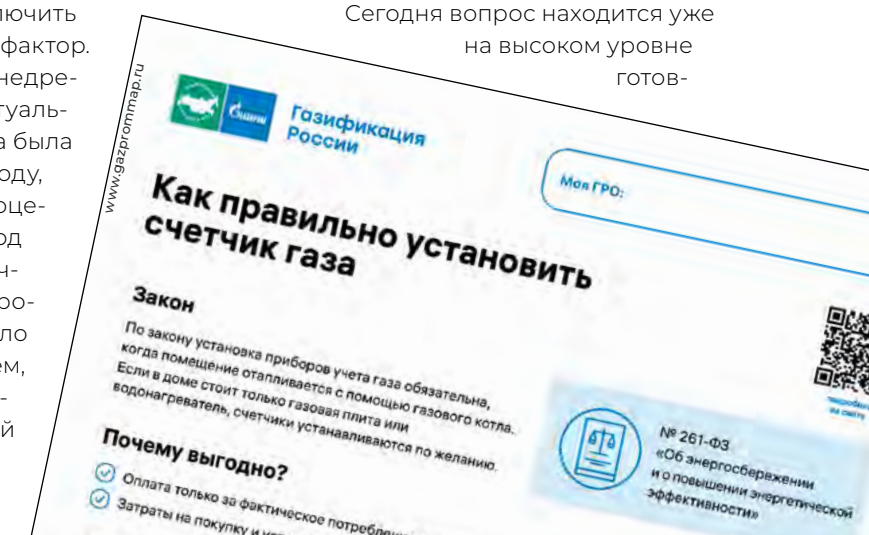
Внедрение систем интеллектуального учета – это не самоцель, это удобство для потребителей и безопасность. Поэтому внедрение систем учета проходит в комплексе с решением проблем безопасности использования газа в быту. Пора устранить странную ситуацию, когда обращение с газом на этапе добычи, транспортировки, газораспределения законодательно считается опасным производством, есть регулирование Ростехнадзора, контроль, лицензирование и так далее. Но как только газ попадает в квартиру, формально он становится

безопасным – то есть возникает правовой вакуум регулирования и человек остается один на один с опасностью. В результате – продолжающиеся случаи гибели людей при использовании газа в быту. Внедрение умных счетчиков в комплексе с системами автоматического контроля и предотвращения аварий помогут максимально исключить человеческий фактор.

Работа по внедрению интеллектуального учета газа была начата в 2018 году, затраты были оценены в 350 млрд рублей, а источники финансирования надо было искать. Но затем, по мере развития социальной газификации, работа пошла

более активно. Газифицировать страну, безусловно, надо на самом современном уровне учета и безопасности. Улучшается технология, растут качество функциональных счетчиков и число производителей, снижается себестоимость приборов учета и датчиков загазованности по угарному газу и по метану.

Сегодня вопрос находится уже на высоком уровне готов-



ности, пора действовать. Единственное препятствие к этому – пока еще неготовность основного бенефициара, в данном случае «Газпрома». Компания опасается появления такой обязанности, которая не гарантирует ей экономических эффектов.

Поэтому я всегда повторяю всем производителям, что ключе-

вой вопрос – это стоимость счетчика. Особенно это важно там, где потребуется замена обычного счетчика на интеллектуальный.

Поэтому в законопроекте прописано в качестве одного из условий, что при замене счетчиков потребитель не заплатит больше, чем цена обычного счетчика. Это принципиально. В противном случае

будут проблемы даже с принятием закона. Мы должны и защитить потребителя, и обеспечить экономическую эффективность внедрения систем интеллектуального учета газа. Все остающиеся на данный момент вопросы надо эффективно проработать и согласовать.



Приборы ИСУГ важно внедрять вместе с защитой от аварий

АЛЕКСЕЙ ЕРЕСЬКО,
заместитель министра
строительства и
жилищно-коммунального
хозяйства РФ

– Наша основная задача, по линии Минстроя, это снижение аварийности в жилых домах с использованием газа. Очень важно продумать системы, которые позволяли бы не только вести корректный учет расхода газа, но и предотвращать аварийные

ситуации, в том числе обеспечивая дистанционное прекращение подачи газа ввиду того, что доступ к оборудованию не всегда есть и не всегда его можно получить быстро.

Социальная газификация ежегодно увеличивает число абонен-

тов в многоквартирных и частных жилых домах. Новые строящиеся дома в основном предусматривают электрическое оборудование в кухнях, а если газовое, то устанавливается уже современное.

Поэтому я хочу обратить особое внимание на те многоквартирные дома, которые сегодня уже газифицированы и в которых каждую квартиру предстоит обеспечить приборами ИСУГ с противоаварийной защитой. Статистика показывает, что наибольшая доля взрывов происходит в тех многоквартирных домах, которые оборудованы газовыми колонками для нагрева воды.

Обязать жителей разом заменить все оборудование и возложить на них всю ответственность за приобретение этих приборов – точно не получится. Это затратно для населения, и даже небольшая финансовая нагрузка вызовет резонанс. Поэтому важно продумать финансовую модель, позволяющую эти приборы распространить на 540 тыс. многоквартирных домов, где газ уже используется. Нужно найти правильные подходы к решению этого вопроса.



Эффекты для экономики есть, а денег на внедрение нет

АРТЕМ ВЕРХОВ,
директор
департамента
развития
газовой отрасли
Минэнерго РФ

– По состоянию за 2024 год у нас около 40,5 млн абонентов – потребителей природного газа. Оснащены приборами учета почти

24 млн абонентов, и только 250 тыс. из них – интеллектуальными приборами. Массово внедряются в Московской области, в других

Таким образом, в деле внедрения ИСУГ в жилом секторе надо комплексно решать сразу четыре задачи. Первая – интеллектуальный учет, удобный и правильный. Вторая – корректно работающие системы контроля загазованности. Третья – возможность дистанционного отключения при угрозе аварии. И четвертая задача – определение финансового подхода к возможности распространения этих приборов.



Интеллектуальная система учета газа СМТ-Смарт

регионах нашей страны. Но 16,5 млн абонентов вообще не имеют приборов учета газа, из них почти 500 тыс. должны быть оборудованы приборами учета в соответствии с законом 261-ФЗ об энергосбережении.

Мы этот вопрос по установке приборов учета прорабатываем совместно с Российским газовым обществом. Когда проводили расчеты, подразумевали, что проект по внедрению интеллектуальных приборов учета состоит из установки самих умных датчиков, возможности установки датчиков загазованности.

– Законопроект готов, по крайней мере концептуально, для принятия в первом чтении. Нужна поддержка.

– Ну не отвечает законопроект пока на главный вопрос, кто заплатит. Не отвечает.

– Платит в конечном счете всегда потребитель. Концептуально меняется сама парадигма: сейчас в рамках закона установка счетчика – ответственность потребителя газа, а будет – ответственность поставщика. Это принципиально. Мы подготовили законопроект, не нравится – пишите сами. Только надо оперативно уже делать. Время идет.

– Мы готовы к совместной работе. Давайте просто определим, как и на кого мы распределяем финансовую нагрузку. В настоящий момент на «Газпроме» лежат большие задачи, если мы еще догрузим дополнительным бременем по установке приборов учета, у него возникает справедливый вопрос: что важнее – газификация, догазификация или оснащение приборами учета? Не вытянет «Газпром» в моменте столько инвестиций.



– Эти вещи противопоставлять друг другу не надо. Что касается газификации и догазификации, потребитель платит за установку в домовладении, подвод газа, газового оборудования 150–250 тысяч рублей. Государство поддерживает отдельную категорию потребителей: от федерального бюджета – 100 тысяч, от субъектов Федерации – тоже до 100 тысяч. Остальные платят полным рублем. Здесь цена счетчика в 20 тысяч – не критическая. Но когда мы меняем обычные счетчики на интеллектуальные, тут потребитель должен платить не больше, чем платил до этого, а остальную часть стоимости компенсирует экономический эффект внедрения.

Причем в проект мы стоимость датчиков загазованности не закладывали, то есть это за счет потребителей. В многоквартирных домах, там, где нам нужно установить приборы учета, за счет либо управляющей компании, либо строительной компании, которая возводит многоквартирный дом.

Такие приборы учета в нашем проекте должны обеспечивать удаленную передачу показаний. Также устанавливается запорный клапан, который позволяет в автоматическом режиме прекращать подачу газа в случае аварии и передавать еще сигнал в аварийно-диспетчерскую службу газораспределительной организации.

Проект рассчитан на 10 лет – с 2026 по 2036 год. Но заложенные в него расчеты уже устарели, потому что прошло время, надо модель обновлять. НДС увеличился, другие прогнозные цифры от Минэко-

номразвития и так далее. Модель живая, ее надо всегда актуализировать.

Кроме того, надо в 2–3 раза увеличивать производство приборов учета.

По нашим расчетам, общая стоимость установки приборов учета на 15,8 млн абонентов составляет 543 млрд рублей. Цифра колоссальная.

Эффекты от внедрения есть, но нельзя сказать, что они окупают всю стоимость по установке и монтажу. То есть поставщики газа не зарабатывают на этом проекте. Это важно понимать. Например, из этих 543 млрд рублей, по расчетам, за 10 лет 43 млрд компенсируются за счет сокращения потерь газа с точки зрения температурной коррекции, которой оснащены интеллектуальные приборы. Еще на 68 млрд рублей сократятся потери, которые сейчас складываются из-за незаконных врезок, недостоверных све-

дений, вмешательства в приборы учета и так далее. Смежники заплатят налоги на прибыль 80 млрд рублей и создадут 15 тыс. новых рабочих мест в разных отраслях, что означает налоги от доходов физических лиц 23 млрд рублей за 10 лет.

Эффекты для экономики есть, но денег на установку приборов все-таки мы не можем найти в необходимом объеме.

Соответственно, возникает правильный вопрос: кто за это заплатит?

Законопроект, который подготовлен, надо дорабатывать. Надо предусматривать право поставщика устанавливать приборы, прекращать поставку газа потребителю в случае разных моментов, когда задолженность возникает. Вопросы большие, я призываю всех сесть в узком кругу, хотя бы написать концепцию этого законопроекта и дальше уже выносить его на общественное обсуждение.



ДМИТРИЙ КУЗНЕЦОВ, замначальника управления государственной политики в сфере техрегулирования, стандартизации и обеспечения единства измерений Минпромторга РФ

Газ – 2% от всех подключенных сегодня интеллектуальных приборов учета различных ресурсов

– Несколько тезисов, характеризующих российский рынок приборов учета в целом, – это электричество, газ, вода, тепло.

По итогам 2024 года количество подключенных интеллектуальных индивидуальных и общедомовых приборов учета ресурсов в России достигло 13 млн единиц, что составляет порядка 7% от общего



количества установленных приборов учета в целом, число которых оценивается на уровне 190 млн. Начиная с 2022 года – рост рынка примерно 4–5% в год.

В общей массе интеллектуальных приборов учета на счетчики электроэнергии приходится 83% – более 10 млн штук. Для сравнения: доля интеллектуальных приборов учета газа – около 2%. Так что для увеличения числа ИСУГ имеются значительные резервы. И чем раньше встанем на этот путь, тем будет для всех лучше.

Вопрос расширения применения интеллектуальных систем учета газа актуален не только для профессионального сообщества

газовой отрасли. Рынок приборов учета в целом и ИСУГ в частности является одним из основных для развития общепромышленной электронной компонентной базы. Например, выпуск 5 млн любых отечественных приборов учета – газа, воды, электроэнергии – дает мультипликативный эффект по выпуску более 25 млн микросхем различного типа, что позволяет оптимизировать стоимость отечественных микросхем.

Ключевым является вопрос, кто будет являться собственником приборов учета газа и основным заинтересованным их установкой. На мой взгляд, пример по электроэнергии дает четкий ответ на

этот вопрос. Конечно, это ресурсно-снабжающие организации. Министерство промышленности и торговли концептуально поддерживает планируемые изменения в законодательстве и закрепление ресурсно-снабжающих организаций в качестве собственников приборов учета газа. Мы считаем, что именно это создаст условия для существенного расширения использования ИСУГ.

Со своей стороны промышленность предпримет максимум усилий для того, чтобы обеспечить возросшую потребность в интеллектуальных приборах учета газа.



Отечественными приборами полностью обеспечены

ЕВГЕНИЙ ЛАЗАРЕНКО, заместитель руководителя Росстандарта

Проработан вопрос по проверкам приборов учета, интервалам между проверками. По метрологическому обеспечению мы полностью самодостаточны. Существуют государственная поверочная схема, государственный первичный эталон. Здесь каких-то рисков и проблем мы не видим.

С обеспеченностью отечественными средствами измерений также

– С точки зрения стандартизации измерений законодательная база у нас есть, много подзаконных актов. Это достаточно хорошо методически проработанная сфера, существуют документы по стандартизации, пять ГОСТов и так далее.

Технический подход к регулированию измерения газа у нас в стране либерален, охвачено много

типов приборов – мембранные, ультразвуковые, турбинные, ротационные, вихревые, струйные и барабанные. Одно из наших предложений – перейти к регулированию технической составляющей для устанавливаемых приборов учета объемом до 10 м³/час, потому что часть физических принципов не предназначена для таких измерений.



Сегодня в Федеральном информационном фонде по обеспечению единства измерений (<https://fgis.gost.ru/fundmetrology/registry>) 140 утвержденных типов газовых счетчиков (с 1994 года)

Отечественные	63
Зарубежные	59
Совместные	4
СНГ	14

С действующим решением об утверждении типа 56 (10 типов иностранных изготовителей (Корея, Китай (3), Иран, Беларусь, Германия)



проблем нет, мы полностью импортнезависимы, из действующих 56 типов – 10 иностранных. Сегодня отечественных мощностей производства полностью хватает для того, чтобы обеспечить российский рынок нашими средствами измерения, особенно бытовыми, но также и промышленными.

Мы понимаем, что ряд отечественных производителей пока используют китайские комплектующие для создания счетчиков, зачастую чипы применяются не российского производства. Переход на интеллектуальные системы потребует многократного наращивания электронно-компонентной базы, и

это позволит нам развивать сектор радиоэлектроники. Компетенции есть, и сейчас мы можем собирать. Следующая задача – чтобы наши отечественные чипы были конкурентоспособны. Они сегодня есть, но их должно быть достаточное количество.



Единый и удобный цифровой инструмент

ИВАН ЛАПУШКИН,
старший вице-президент АО «АБ «Россия»

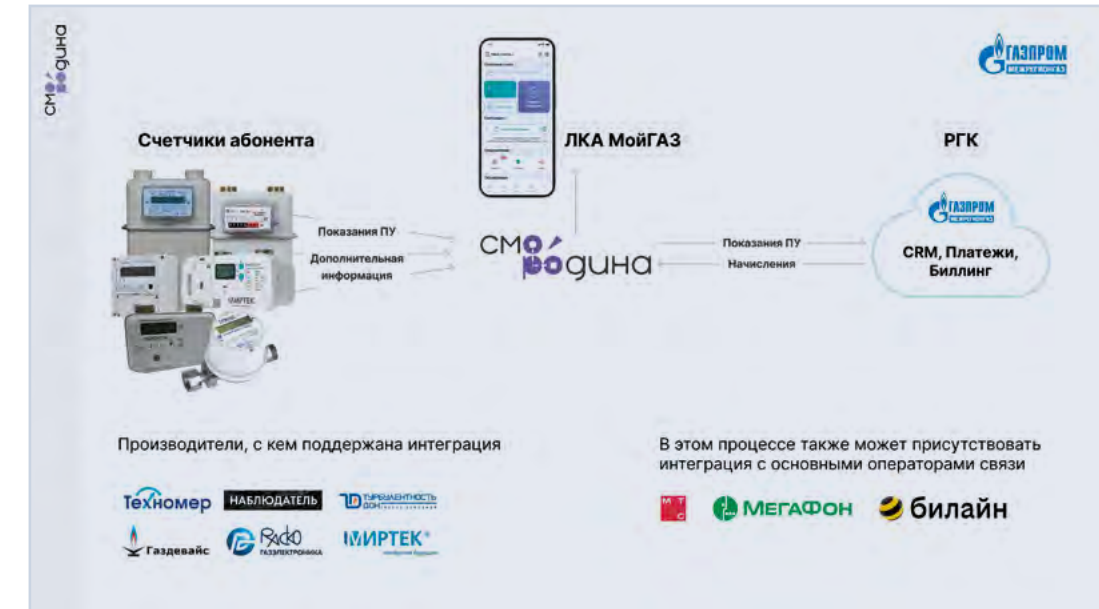
– У банка «Россия» есть проект под названием «Смородина», который реализуется совместно с «Газпром межрегионгазом» уже более 15 лет. Основную задачу этого проекта можно назвать одним словом – «стандарт». Мы сформировали единый стандарт работы с агентами по сбору платежей и единый стандарт выпуска единых платежных документов, формируется больше 33 млн ЕПД ежемесячно.

Вершиной айсберга для абонентов является личный кабинет – ЛКА «Мой газ». За последние годы этот ресурс сильно вырос. Сейчас зарегистрировано более 10 млн абонентов – это треть всех абонентов «Газпром межрегионгаза», за 2025 год совершено 30 млн транзакций, подключено к нему более 100 компаний, агентами в этой сети являются Сбербанк, ВТБ, другие системные банки.

По сути, за эти годы личный кабинет стал универсальной плат-

формой, которая позволяет подключать любых поставщиков услуг, принимать для них платежи групповым образом или отдельно по каждой услуге. Есть интеграция с такими сервисами, как страховка, дополнительные услуги. Очень развит диалог с абонентом: прием заявок, новости, возможность подписания документа. Все это специфицировано под конкретный регион конкретного абонента. Разработанная нами система стала стандартом.

Когда же мы говорим об интеллектуальных приборах учета, это другая сторона примерно того же процесса. Мы давно интегрируем наш ресурс с производителями интеллектуальных приборов учета, потому что личный кабинет абонента – это еще способ сбора показаний, а интеллектуальные при-



боры – один из источников показаний. Абоненту не обязательно знать, чье производство прибор учета стоит у него в квартире или в доме, ему нужен универсальный удобный интерфейс, чтобы получать всю необходимую информацию.

У абонента появляется единый инструмент, в котором он может получить информацию о состоянии клапана, включено-отключено, о безопасности и так далее. Все это мы вместе с «Газпром межрегионгазом» упаковываем

в этот единый инструмент, который уже широко распространен.

Причем для потребителя он ничего не стоит, а для «Газпром межрегионгаза» – это стоимость эквайринга.



Цифровые цепочки поставок газа ликвидируют «разбаланс»

ЮРИЙ ПАХОМОВСКИЙ,
заместитель генерального директора ООО «Газпром межрегионгаз»

– «Газпром межрегионгаз» поставил в 2025 году почти 262 млрд кубометров газа конечным потребителям, из которых почти 49 млрд – физическим лицам. У нас сегодня более 33,2 млн абонентов физических лиц. За счет программ газификации и догазификации в прошлом году мы увеличили газопотребление новыми конечными потребителями на 3,8 млрд кубов. Страна развивается, строится, нужны цифровые цепочки поставок и учета газа в соответствии с федеральными

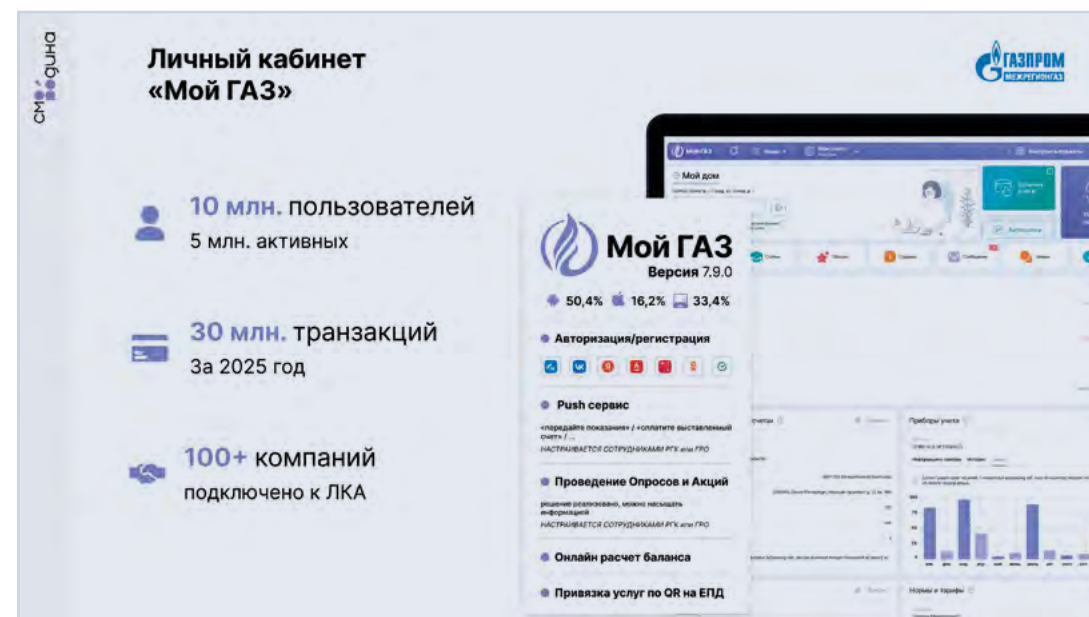
законами и задачами, которые нам ставят президент и правительство Российской Федерации.

Мы совместно с Российским газовым обществом, под его эгидой, подготовили закон для внедрения изменений, чтобы абонент был обязан установить интеллектуальный прибор учета газа. Ранее проводились эксперименты, например в Вологодской области, когда населению предлагалось установить их за свой счет, и результаты показали, что 75% участников отказались установ-

ливать приборы. Поэтому закон необходим для решения этой проблемы.

Существенная часть в законопроекте – это поиск источников финансирования со стороны поставщика газа, который будет обязан установить такой прибор учета. Это самое главное. Финансово-экономическое состояние «Газпрома» сильно поменяется, нужно досконально все посчитать. У нас есть три варианта источников финансирования, и мы предлагаем правительству рассмотреть их и предложить, каким образом нам эту работу вести дальше.

Переход к цифровым цепочкам поставок газа неизбежен, уже создан единый центр по работе с клиентами (ЕЦПК). Мы придем к окончательному пониманию, каким образом учитываем газ, и сегодняшний колоссальный «разбаланс» полностью ликвидируем. ●



ГАЗОВАЯ ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИЯ В РОССИИ:

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ, ДИНАМИКИ И ПЕРСПЕКТИВ

Газовая электрогенерация является ключевым компонентом энергетической безопасности и основой топливно-энергетического баланса Российской Федерации. На протяжении последней четверти века природный газ сохраняет доминирующие позиции в производстве электроэнергии, обеспечивая стабильность Единой энергосистемы (ЕЭС) и выполняя роль основного маневренного ресурса. В то же время ввиду важности для электросистемы страны устаревание парка мощностей ТЭС представляет собой стратегический вызов. Поэтому так необходимо взглянуть на проблему всеобъемлюще, начав с газовой отрасли в целом.



МАКСИМ МАЛКОВ,
партнер Kert, руководитель практики по оказанию услуг компаниям нефтегазового сектора



НИКИТА ИЛЛЕРИЦКИЙ,
эксперт по развитию практики Kert по оказанию услуг компаниям нефтегазового сектора

Контуры ресурсной базы

Доказанные запасы природного газа в России оцениваются в более чем 63 трлн м³ — то есть более 1/3 мировых (оценки зарубежных институтов традиционно занижены и сходятся на уровне около 37 трлн м³, но мы будем опираться на российские данные).

Более половины российских запасов относятся к трудноизвлекаемым и характеризуются повышенной себестоимостью добычи в текущих технико-экономических реалиях. Прирост разведанных запасов также осуществляется в основном за счет трудноизвлекаемых.

Газовая отрасль России инфраструктурно разделена на два крупных блока: зону Единой системы газоснабжения (ЕСГ), которая охватывает Западную Сибирь и европейскую часть страны, и зону Восточной Сибири и Дальнего Востока.

Зона ЕСГ

Основным регионом добычи газа в Российской Федерации остается Надым-Пур-Тазовский регион (НПТР) Западной Сибири, где сосредоточены основные разрабатываемые и планируемые к вводу месторождения. В перспективе ожидается снижение добычи газа в НПТР в связи с высоким уровнем выработанности уникальных месторождений региона (Медвежье, Уренгойское, Ямбургское). Выработанность сеноманских залежей Медвежьего месторождения составляет около 95%, Большого Уренгоя — около 90%, Ямбургского — около 80%. По-

этому доля объемов добычи природного газа в НПТР будет снижаться с текущих более чем 50% в общей добыче до примерно 30% к середине 2030-х годов.

Для поддержания проектных уровней отборов и обеспечения стабильной динамики добычи газа на действующих месторождениях необходимо провести реконструкцию и техническое перевооружение объектов разработки. Также необхо-

Ямал, их освоение ведется в рамках развития Бованенковской (Харасавэйское и Крузенштернское месторождения), Тамбейской и Южной промышленных зон. Стратегическое значение имеют запасы и ресурсы акваторий Обской и Тазовской губ, шельфа Каспийского и Карского морей, полуострова Гыдан.

Месторождения этих регионов характеризуются многокомпонентным составом пластовой смеси, сложными горно-геологическими условиями залегания и низкими фильтрационными свойствами продуктивных пластов. Для их эффективной эксплуатации в суровых природно-климатических условиях необходимо обеспечить решение ряда сложных научно-технических задач в области строительства скважин, газопромысловых объектов и газопроводов.

Освоение ресурсов региона Обской и Тазовской губ осложняется суровыми природно-климати-



Томская ТЭЦ-1

димо решить проблему извлечения остаточных запасов газа (низконапорного) на завершающей стадии разработки действующих месторождений с достижением высоких коэффициентов газоотдачи.

Дальнейшее развитие добычи газа в зоне ЕСГ связано с разработкой валанжинских, туронских и глубокозалегающих ачимовских залежей, характеризующихся сложными горно-геологическими условиями, низкой проницаемостью коллекторов и высоким содержанием жидких углеводородов. Кроме того, крупнейшие залежи сосредоточены на полуострове

ческими условиями (тяжелая ледовая обстановка, короткий межледовый период, слабосвязанные и легко размываемые водой грунты, мелководье), а также отсутствием опыта строительства и эксплуатации объектов обустройства месторождений в аналогичных местных условиях.

На востоке

Значительные запасы и перспективные ресурсы природного газа Восточной Сибири и Дальнего Востока позволяют сформировать в регионе новые центры газодобычи. Добычные возможности



Новый энергоблок ПГУ-220 на ТЭЦ-12 введен в 2015 году

Якутская ГРЭС-2 работает на газе Средневилюйского ГКМ



региона формируются на имеющихся подтвержденных запасах уникальных и крупных месторождений, а также на приросте запасов газа, полученных в результате активного проведения ГРП. Добыча газа в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке будет развиваться в основном за счет освоения Ковыктинского, Чаяндинского месторождений и месторождений-спутников, шельфа острова Сахалин.

Основная часть месторождений Восточной Сибири и Дальнего Вос-

тока относится к газоконденсатным или нефтегазоконденсатным с высоким газовым фактором. Газ региона отличается наличием в его составе большого количества ценных компонентов, таких как этан, пропан, бутан, тяжелые углеводороды, гелий. Содержание этих компонентов в пластовой смеси месторождений может достигать 30%.

В Восточной Сибири и на Дальнем Востоке сосредоточена большая часть разведанных запасов гелия Российской Федерации.

В связи с наличием в составе газа ценных компонентов возникает необходимость одновременно с освоением месторождений создавать газоперерабатывающие и газохимические мощности для выделения из газа этих компонентов и производства продукции с высокой добавленной стоимостью.

ГАЗ ОБЕСПЕЧИВАЕТ ПОЧТИ ПОЛОВИНУ ВСЕЙ ВЫРАБОТКИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РОССИИ. НО ГЕОГРАФИЧЕСКИ ГАЗОГЕНЕРАЦИЯ ОГРАНИЧЕНА ЗОНОЙ ЕСГ С ЕДИНИЧНЫМИ ОБЪЕКТАМИ НА ВОСТОКЕ

Костромская ГРЭС введена в эксплуатацию в 1969 году



Кроме того, из-за удаленности месторождений от потенциальных потребителей требуется сформировать в регионе газотранспортную систему большой протяженности с соответствующей инфраструктурой, включая подземные хранилища газа и гелия.

Общая характеристика энергосистемы

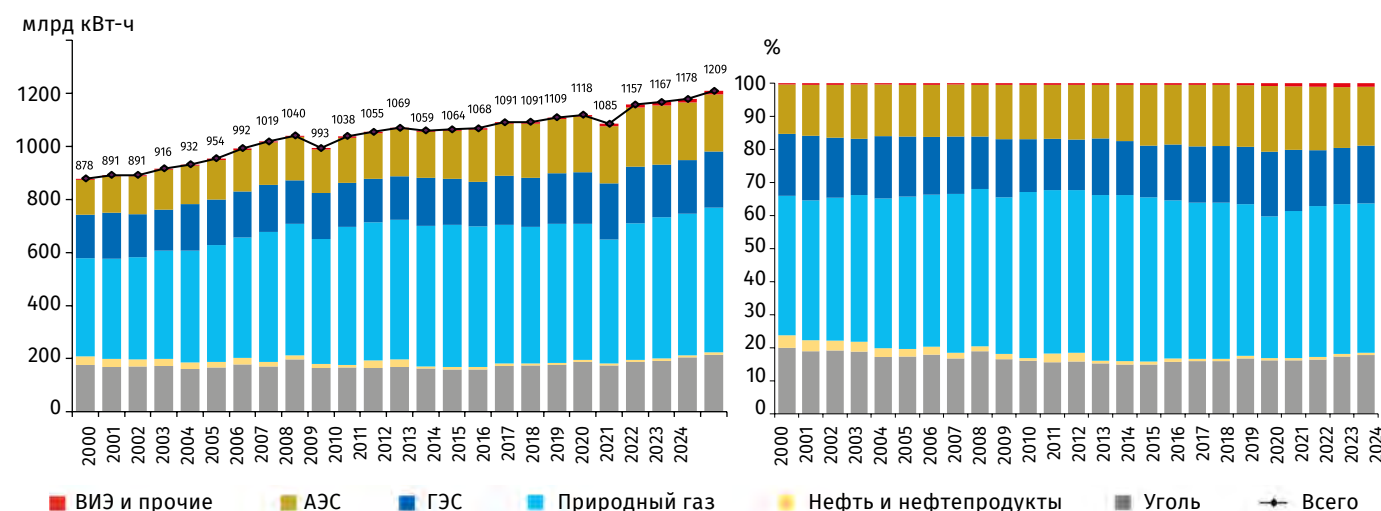
Энергосистема Российской Федерации является одной из крупнейших на континенте, уступая по объему установленных мощностей и протяженности сетей Китаю и объединенной энергосистеме Европы. Электроэнергетический комплекс включает Единую энергетическую систему (ЕЭС России) и пять технологически изолированных территориальных энергосистем (ТИТЭС).

ТИТЭС охватывают Камчатский край, Магаданскую и Сахалинскую области, Чукотский автономный округ, а также Норильско-Таймырскую энергосистему в Красноярском крае.

ЕЭС России, в свою очередь, объединяет 75 региональных энергосистем, сгруппированных в семь объединенных энергетических систем: Востока, Сибири, Урала, Средней Волги, Юга, Центра и Северо-Запада. Все они связаны межсистемными высоковольтными линиями электропередачи (напряжением 220–500 кВ и выше) и работают в синхронном режиме – параллельно друг с другом.

За период после распада СССР суммарная установленная мощность энергосистемы Российской Федерации выросла более чем на 90 ГВт (на 42%) и достигла к 2025 году более 300 ГВт. В структуре мощностей преобладают тепловые электростанции — более 217 ГВт (то есть более 70%), значима доля ГЭС и АЭС. Доля ВИЭ в общем объеме установленных мощностей не превышает 2%, хотя локальные проекты ветровой и солнечной генерации играют значимую роль в выработке в рамках отдельных энергетических зон.

Рисунок 1. Структура электрогенерации в РФ по источникам в динамике



Источники: агрегации данных и расчеты Керт

Выработка электроэнергии на газе

За четверть века выработка электроэнергии на газовых электростанциях России продемонстрировала волнообразную динамику с общей тенденцией к росту. Производство электроэнергии на электростанциях с использованием газа в качестве топлива увеличилось с 370 млрд кВт-ч в 2000 году до 546 млрд кВт-ч в 2024 году. Общее производство электроэнергии в России в 2024 году составило 1209 млрд кВт-ч, а значит, на природный газ пришлось более 45%.

Высокий уровень выработки на газе также наблюдался

в 2010–2015 годах (около 520–530 млрд кВт-ч), после чего наступил спад, связанный с экономическими факторами и ростом доли других видов генерации (рис. 1).

В 2025 году, по предварительным оценкам, общая выработка электроэнергии снизилась до 1,194 трлн кВт-ч, а на ТЭС — до 767 млрд кВт-ч.

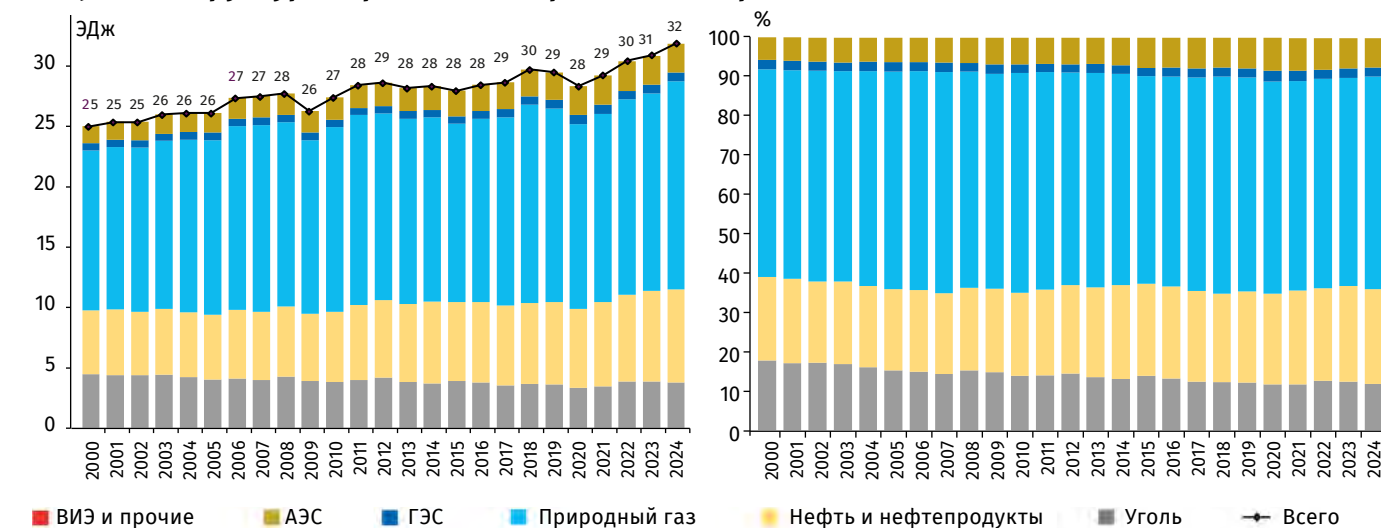
Использование газа для электрогенерации

Прямые официальные данные о потреблении природного газа исключительно для целей электрогенерации в дезагрегированном виде публикуются

ограниченно. Однако косвенные оценки и данные по общему внутреннему потреблению газа позволяют судить о масштабах. По итогам 2025 года общее потребление газа в России составило более 520 млрд м³, что сопоставимо с совокупным потреблением Китая и Индии (<https://tass.ru/ekonomika/26223477>). До 40% этого объема направляется в электроэнергетику. В общем энергобалансе страны природный газ занимает доминирующую долю – около 55% (рис. 2).

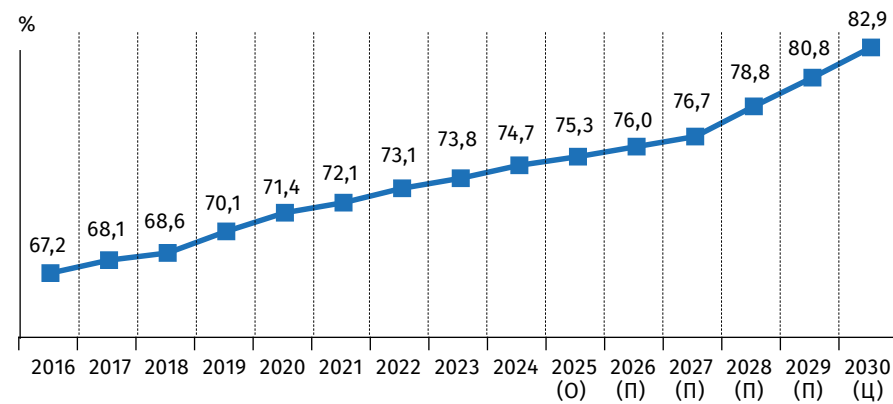
Кроме того, уровень газификации страны по итогам 2025 года превысил 75% и будет расти вплоть до целевого показателя в 82,9% к

Рисунок 2. Структура первичного потребления энергии в РФ по источникам в динамике



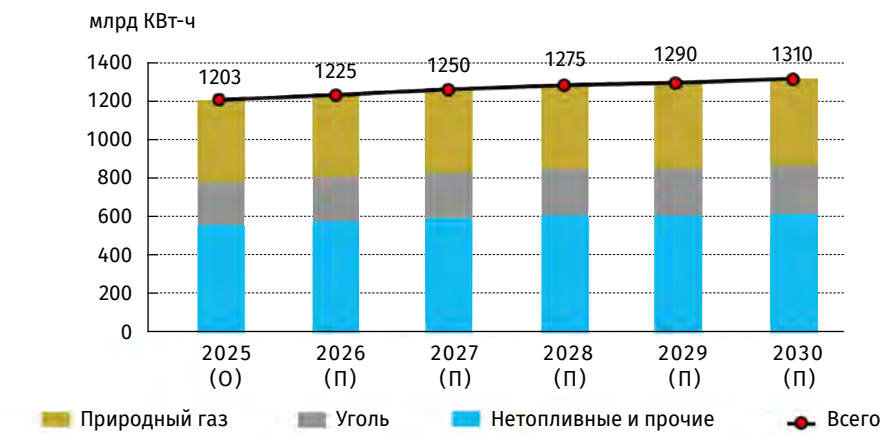
Источники: агрегации данных и расчеты Керт

Рисунок 3. **Динамика и целевые показатели газификации России природным газом**



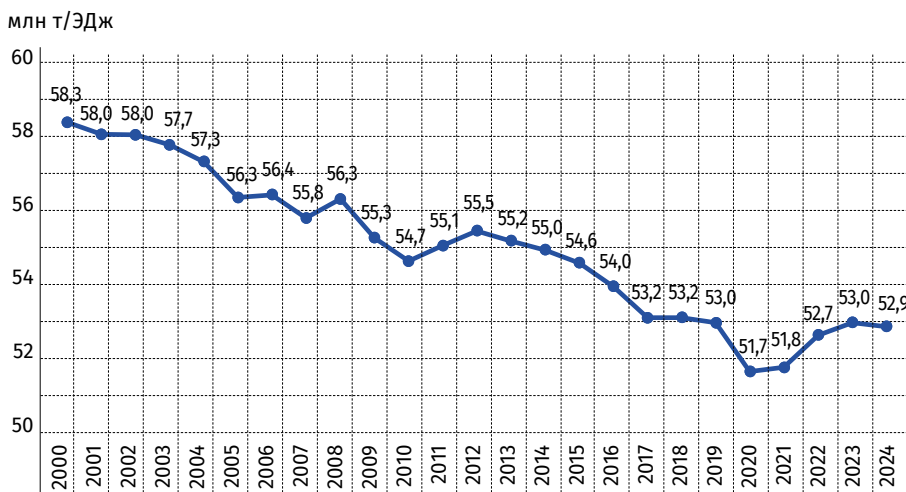
Источники: указ президента РФ от 07.05.2024 г. № 309, анализ Керт

Рисунок 4. **Укрупненный прогноз выработки электроэнергии по видам топлива**



Источник: анализ Керт

Рисунок 5. **Динамика выбросов CO₂-экв. от использования углеводов в РФ**



Источники: агрегации данных и расчеты Керт

2030 году. Продолжение газификации до уровня технически возможной закрепляет инфраструктурную основу как для роста газопотребления в целом, так и для развития газовой генерации (рис. 3).

В перспективе до 2030 года доля газовой генерации в общем производстве электроэнергии в России может вырасти до 47%, а рост выработки на ТЭС обеспечит прирост потребления газа на уровне около 16 млрд м³ (рис. 4).

Дополнительные объемы будут востребованы на развитие ЦОД и телекоммуникационной инфраструктуры, в том числе на нужды развития искусственного интеллекта.

Немаловажна роль газа в снижении экологической нагрузки энергосистемы и достижении климатических целей. Россия является одним из крупнейших эмитентов парниковых газов в мире (4% глобальных выбросов), причем на энергетический сектор, включая электро- и теплогенерацию, приходится около 80% выбросов страны. Газовая генерация является наиболее «чистым» видом электрогенерации на ископаемом топливе. Именно природный газ сыграл ключевую роль в ощутимом снижении удельных выбросов CO₂-эквивалента на единицу энергии в России с 2000 по 2025 год (рис. 5).

УВЕЛИЧЕНИЕ ДОЛИ ГАЗОГЕНЕРАЦИИ МОЖЕТ ДАТЬ ПРИРОСТ ПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В РОССИИ В 16 МЛРД М³

Удельные выбросы CO₂ на газовых ТЭС составляют около 500 г/кВт·ч, что примерно в 2 раза ниже, чем на современных угольных станциях (около 900 г/кВт·ч). Дополнительный потенциал снижения выбросов за счет перевода угольных мощностей на газ к 2025 году оценивался в 5,9 млн т/г CO₂-эквивалента, и в рамках климатической повестки возможен постепенный вывод старых угольных ТЭС и их замена на газовые,

особенно в зонах доступности газовой инфраструктуры по мере развития газификации регионов России.

Ключевыми ограничителями дальнейшего органического роста газопотребления в электрогенерации будут факторы межтопливной конкуренции и доступности газа в отдельных регионах, а также возможности по наращиванию парка генерирующих мощностей.

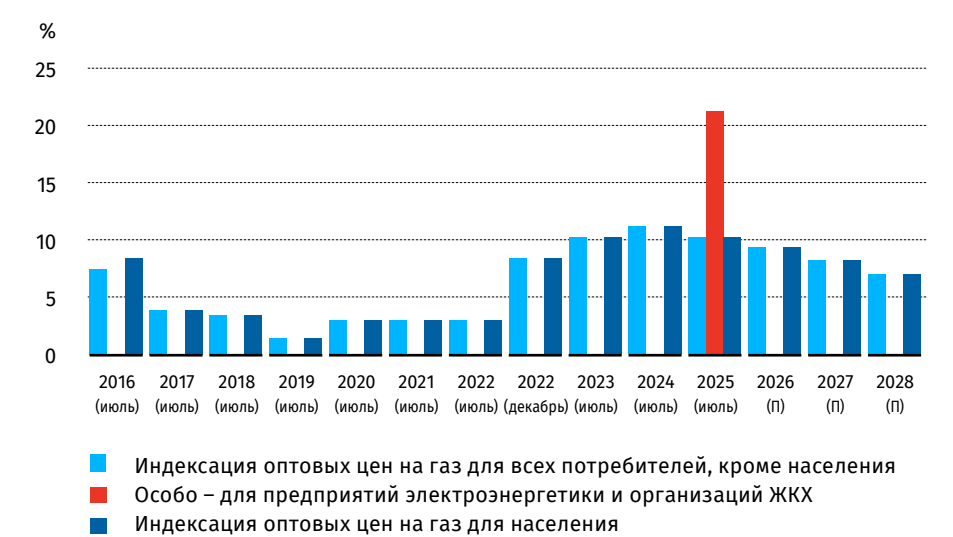
Межтопливная конкуренция

Конкуренция между газом, углем, атомной и возобновляемой энергией формируется под воздействием экономических, экологических и инфраструктурных факторов. Природный газ обладает существенными экологическими преимуществами, но его экономическая эффективность сильно зависит от региональной логистики и ценовых условий. В европейской части России газ доминирует, в то время как в Сибири и на Дальнем Востоке сохраняется высокая доля угольной генерации, которая будет снижаться по мере развития газификации этих регионов.

Атомная энергетика обеспечивает базовую нагрузку, но обладает низкой маневренностью.

Газовые ТЭС выступают идеальным комплементом, покрывая

Рисунок 6. **Индексация оптовых цен на газ для промышленных потребителей и населения в России**



Источники: Минэкономразвития РФ, анализ Керт

пиковые нагрузки, компенсируя сезонные и суточные неравномерности и обеспечивая «горячий» резерв.

Доля ветровой и солнечной генерации остается незначительной (около 2,6% по состоянию на 2025 год) и не представляет прямой угрозы газовой генерации в среднесрочной перспективе.

Газовая генерация в любом случае остается фундаментально значимой как необходимый резерв для компенсации интермитентности ВИЭ. Развитие локальной ВИЭ-генерации, напротив, лишь

увеличит потребность в маневренных мощностях для балансировки системы, что усилит роль газовых ТЭС и ГПУ.

Другим важным фактором является удорожание природного газа на внутреннем рынке России в перспективе ближайших лет. С 2022 года индексация внутренних цен для всех категорий потребителей превышает 10% ежегодно (рис. 6). Это повышает нагрузку на промышленность и население, но не компенсирует утраченных экспортных доходов газовой отрасли.



Московская ТЭЦ-21 была построена в 1963 году, крупная модернизация была проведена в 2006–2008 годах

ВАЖНОЙ И СЛОЖНОЙ ЗАДАЧЕЙ ГАЗОВОЙ ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИИ В РОССИИ ЯВЛЯЕТСЯ МОДЕРНИЗАЦИЯ УСТАРЕВШЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

Аналогичную динамику имеют тарифы на электроэнергию и тепло, в результате чего сокращается разрыв внутренних цен на газ между Россией и другими странами, растет давление на конкурентоспособность российской промышленности.

Технологическая структура и эффективность

Парк газовых электростанций России технологически неоднороден. Наиболее эффективными являются парогазовые установки (ПГУ) с КПД до 57–62%. Газотурбинные установки (ГТУ) в простом цикле имеют КПД 25–45%, а газопоршневые установки (ГПУ) — 42–48%. Применение когенерации (совместная выработка тепла и электроэнергии) позволяет поднять общий КПД энергоустановок до уровня выше 60%, что является очень высоким показателем для тепловых машин. Однако инфраструктура газовой генерации в РФ сталкивается с рядом системных вызовов.



Машинный зал Ярославской ТЭС-1. Введена в 1934 году

Пока основной объем действующего парка генерирующего оборудования тепловых электростанций – около 65% – составляют примерно в равной пропорции энергоустановки, введенные в эксплуатацию в советский период: в 1961–1970 годах (более 42 млн кВт), в 1971–1980 (более 56 млн кВт) и 1981–1990 (более 53 млн кВт). После 2010 года было введено более 55 млн кВт мощностей, но паротурбинное оборудование общей мощностью более 89 млн кВт уже выработало свой расчетный ресурс. Его дальнейшая эксплуатация возможна только по результатам индивидуальных обследований с учетом назначенного ресурса. До 2030 года свой расчетный ресурс выра-

ботает еще около 25 млн кВт оборудования тепловых электростанций.

Таким образом, одним из главных вызовов для российской генерации остаются модернизация инфраструктуры и ввод новых мощностей тепловой электрогенерации — в первую очередь парогазовых, паротурбинных и газотурбинных мощностей на базе паровых и газовых турбин российской разработки и производства (ГТЭ 170/ГТЭ 65 и ГТД 110М) для сохранения баланса мощности и надежности энергосистемы.

По состоянию на 2025–2026 годы устаревание парка мощностей ТЭС опережает промышленную поддержку его обновления, но возможности российской промышленности по выпуску генерирующего и теплового оборудования устойчиво растут. Успешный вывод в серийное производство газовых турбин большой и средней мощности станет ключевым условием реализации проектов модернизации и нового строительства.

Прогнозируемый среднегодовой прирост потребления электроэнергии на уровне 1,9–2,1% потребует ввода новых мощностей, большая часть которых будет газовыми. В «Схеме и программе развития Единой энергетической системы России» запланировано строительство более 5 ГВт новых газовых генерирующих мощностей до 2030 года, а в целом до 2042 года планируется ввод более 20 ГВт газовых ТЭС из около 35 ГВт новых тепловых мощностей.



Модернизация Уфимской ТЭС-2

Башкирская генерирующая компания

Продолжается программа модернизации старых ТЭС с гарантированным возвратом инвестиций. Однако программа сталкивается с трудностями из-за дефицита оборудования и роста стоимости проектов.

Рынок малых и средних газовых электростанций (ГПУ и малых ГТУ) также демонстрирует устойчивый рост, обусловленный экономической выгодой для локальных промышленных потребителей: совокупная мощность подобной распределенной генерации к началу 2026 года достигла почти 39 ГВт установленных мощностей.

Системообразующий сегмент ЕЭС

Итак, газовая электрогенерация остается системообразующим сегментом электроэнергетики России, обеспечивая более половины выработки электроэнергии и ключевую услугу по обеспечению надежности и маневренности ЕЭС. За период 2000–2025 годов сектор прошел путь от количественного роста выработки до этапа, на котором на первый план выходят задачи качественной трансформации: масштабной модернизации физически и морально устаревшего парка, преодоления технологической зависимости в турбо-



Ярославская ТЭС-3 работает с 1961 года на газе и мазуте

строении и адаптации к климатической повестке.

Будущее газовой генерации видится в ее адаптивной и комплексной (дополняющей) роли. С одной стороны, она сохраняет значение как крупный источник базовой и пиковой мощности, особенно в регионах с развитой газотранспортной инфраструктурой. С другой — будет активно развиваться в формате распределенной когенерации высокой эффективности для промышленности и ЖКХ. Реализация этого потенциала напрямую зависит от успеха наци-

ональной программы импортозамещения в энергомашиностроении и способности отрасли привлекать масштабные инвестиции в условиях новых экономических реалий.

Таким образом, газовая электрогенерация в России находится на переломном этапе, где традиционные преимущества в виде доступности ресурса должны быть подкреплены технологическим обновлением и повышением эффективности для сохранения лидирующих позиций в энергобалансе страны. ●



Свободненская ТЭС в Амурской области, введенная в 2021 году, получает газ из системы «Сила Сибири»

ОПН 2 Газпром энергострой

РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ГАЗОВАЯ ЭНЕРГОГЕНЕРАЦИЯ: ЦЕЛИ, ЗАДАЧИ И ПЕРСПЕКТИВЫ



Распределенная газовая генерация электроэнергии и теплоэнергии – важнейший фактор повышения надежности, эффективности и гибкости ТЭК страны в условиях трансформации энергетического рынка, новых геополитических вызовов при наличии значительных запасов и ресурсов природного газа. Ее развитие крайне необходимо

для удаленных и арктических территорий, промышленных объектов, средних и малых месторождений. В целом для энергосистемы распределенная генерация важна с точки зрения снижения сетевых потерь и углеродного следа.

Представители газовой и электроэнергетической отраслей, машиностроительных

предприятий и органов власти федерального и регионального уровней обсудили актуальные вопросы в ходе круглого стола «Распределенная газовая генерация. Проблематика, основные риски, перспективы развития», который прошел 27 марта 2026 года в рамках отраслевого Бизнес-диалога Российского газового общества.



ВЯЧЕСЛАВ КУЛАГИН,
заведующий отделом
исследования
энергетического комплекса
мира и России ИНЭИ РАН

Доступная энергия как фактор пространственного развития страны

«Кому и зачем нужна удаленная распределенная генерация? С точки зрения потребления это в первую очередь объекты, не имеющие доступа к централизованным системам электроснабжения: удаленные населенные пункты, военные объекты, сельское хозяйство, промышленные площадки и ГОКи, сами объекты ТЭК, различная удаленная и протяженная инфраструктура. Это также промышленные и прочие крупные объекты, имеющие доступ к централизованному энергоснабжению, но стремящиеся снизить затраты при возможности вырабатывать собственную электроэнергию. Интерес к распределенной генерации с их стороны достаточно большой, и объемы потребления у них немаленькие.

Немаловажно также, что распределенная генерация решает важнейшие вопросы полезного использования ресурсов и технических объектов ТЭК. Благодаря ей в обращение могут быть вовлечены значительные объемы попутного нефтяного газа, низконапорного газа большого числа месторождений, можно более рационально использовать не всегда загруженные мощности компрессорных станций и многое другое.

Проблемы доступности энергии остаются сдерживающим фактором для пространственного развития страны. И если мы этот сдерживающий фактор устраним, у нас будут возможности получить рост ВВП и различные мультипликативные эффекты.

Конечно, нужно учитывать все имеющиеся возможности энерго-снабжения автономных объектов, вариантов в целом немало и, как правило, на местах есть выбор: другие ископаемые топлива, уголь, ВИЭ, малые АЭС. Универсального решения для всех не существует. Для каждого объекта нужен обоснованный выбор – с разумной диверсификацией и, возможно, гибридными решениями.

Ряд проблем...

- Первой проблемой автономных энергосистем является устойчивость работы и потребность резервирования на случай остановок и аварий. В крупной сети сбой генерирующего объекта подстрахуют другие, но что делать при автономном энергоснабжении? Например, для малых АЭС, которые сейчас планируют запустить в серию, время от времени нужна перезагрузка топлива, остановка на обслуживание и так далее. Что в этот перерыв делать потребителю, которому нужно стабильное энергоснабжение? Либо держать резерв, либо иметь альтернативу на замену.
- Другой вопрос: транспортировка оборудования и топлива в удаленные районы для генерации. Основывать автономное энергоснабжение исключительно на завозном топливе нерационально, надо изыскивать местные ресурсы. Что касается оборудования, которое предлагают для ввода автономных генерирующих объектов, то важны возможности не только доставлять его в эту местность, но и нормально обслуживать и проводить необходимый ремонт.



**ПРОБЛЕМА ДОСТУПНОСТИ
ЭНЕРГИИ – ГЛАВНЫЙ
СДЕРЖИВАЮЩИЙ ФАКТОР
ПРОСТРАНСТВЕННОГО
СОЦИАЛЬНО-
ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ
ВО ВСЕМ МИРЕ, В ТОМ ЧИСЛЕ
И В РОССИИ**



- Следующий серьезный вызов – соответствие/несоответствие выработки и спроса. Это вопрос экономики проектов, потребностей в накопителях, дублировании мощностей и так далее.
- Экология – этот ракурс обязателен при выборе решения для энергообеспечения.
- Заказ для выхода на серию – очень важен с точки зрения эффективности, но нельзя забывать, что унифицированное решение подходит не всем. Мы уже сталкивались с такими случаями разработок, которые показывали – мало создать технологию и представить образцы. Технологию надо «вырастить» – вплоть до запуска в серию. Только тогда можно считать, что вся работа по ее созданию была проделана не зря.
- Экономическая конкурентоспособность, особенно на начальных стадиях, когда сложно показывать нормальные показатели, – это краеугольный камень всех начинаний.
- Согласованность решений с потенциальными потребителями – классический вопрос курицы и яйца. Например, в нашей стране много замечательных мест, где можно запустить промышленность или развивать туризм. Но мешает отсутствие инфраструктуры, общая неразвитость территории. Нет транспорта, нет энергии. Но чтобы создавать их, надо ответить на вопрос – а зачем? Ведь тут все равно ничего нет. Здесь критически важен вопрос взаимосогласованного развития.



В КАЖДОМ СЛУЧАЕ НАДО ВЫБИРАТЬ ОПТИМАЛЬНЫЕ ИСТОЧНИКИ ДЛЯ АВТОНОМНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТА. ВО МНОГИХ РЕГИОНАХ РОССИИ ОНО МОЖЕТ БЫТЬ ОСНОВАНО НА ГАЗЕ

...и пути их решения

- Во-первых, это гибридный подход. Например, по опыту Якутии: солнечная панель не дает возможности нормальной стабильной выработки, но в комплексе с генератором на ископаемом топливе плюс добавить накопитель энергии такая конфигурация и с экономической точки зрения, и технически получается интересной.
 - Оперативный транспортный резерв – на это я бы обратил внимание на уровне государства. По мере того как все больше будут развиваться распределенная генерация и появляться все больше таких объектов, понадобятся возможности оперативно (планово или внепланово) доставлять генераторы и топливо. Возможно, это решит определенный госрезерв на уровне МЧС и крупных компаний.
 - Необходимо внедрение инновационных IT-решений для снижения аварийности – с помощью обработки big data, предиктивной аналитики, удаленного контроля и так далее. Причем эти задачи надо решать не только для себя, но и с прицелом выхода на зарубежные рынки.
 - Следующий момент – господдержка производителей на этапах от разработки и тестирования до внедрения и эксплуатации. Нужен целый комплекс системы налоговых льгот. Потому что эффективно работающего софинансирования не будет на тех этапах, когда промышленность еще не проявляет интереса и не готова закупать потенциальное решение. Нужны полигоны тестирования, система гарантии для перспективных комплексных проектов.
 - Наконец, еще одна важная тема – защита от недобросовестного импорта с демпингом. За нашу постсоветскую историю мы потеряли очень много технологий как раз потому, что зарубежные коллеги развивали и предлагали нам готовые решения, а у нас производства закрылись, поскольку купить было легче и проще.
- В целом нужно стратегическое планирование с понятными ориентирами, синхронизация планов по вводу всех объектов и что важно – усилия разных ведомств, чтобы достичь общей цели.
- Если мы решим весь набор проблем, распределенная энергогенерация (которая для большей части регионов и объектов может быть основана на газе) создаст новые точки экономического роста – но только при выполнении всех условий, о которых идет речь.

Распределенная генерация в системе «Газпрома»: опыт и задачи

“ В «Газпроме» есть три решения по энергообеспечению производственных объектов: автономное, внешнее и комбинированное. Выбор обоснован, понятно, тем, есть ли централизованные сети в данном регионе или они отсутствуют. К реализации энергосистемы для строительства и эксплуатации объектов мы подходим, опираясь на государственные нормативные документы и разработанные на их основе отраслевые. Проектирование закладывает основу режима и распределения нагрузок по площадке из центра питания или от других источников. При автономном и комбинированном энергообеспечении применяются газотурбинные и газопоршневые агрегаты.

Потребление энергии в нашей системе – это не константа, она работает в разных режимах, в разные сезоны и под разные задачи, поэтому нужны гибкие и точечные технические решения. Большие генерирующие объекты у нас только в северных регионах, в целом же очень востребованы агрегаты малой мощности.

Сейчас мы в основном делаем акцент на газопоршневую тематику, но также активно работаем с нашими российскими производителями газотурбинного оборудования. По итогам испытаний газопоршневых агрегатов в 2025 году сейчас идет опытно-промышленная стадия, и мы ставим перед изготовителями амбициозные цели по замене импортного оборудования.



АНАТОЛИЙ ШАПОВАЛО,
начальник управления
ПАО «Газпром»

Важным элементом распределенного энергоснабжения являются накопители энергии для выравнивания потребления. К сожалению, отечественные агрегаты не показывают таких высоких результатов, как импортные, поэтому мы намерены решать эту проблему сами. Ведутся НИОКР в целях обеспечения высокоманевренного резерва мощности, замещающего дополнительные генераторные агрегаты в составе электростанции собственных нужд.

Особенности применения технических решений в области распределенной газовой генерации для производственных объектов ПАО «Газпром»	
Преимущества	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Энергонезависимость ▶ Контроль источника энергии внутри технологического контура ▶ Гибкость и масштабируемость
Организационные риски	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Зависимость от импортного оборудования ▶ Высокая стоимость реализации и владения ▶ Сложная логистика, сервисная и кадровая нагрузка
Технологические риски	<ul style="list-style-type: none"> ▶ Низкая инерция и устойчивость системы ▶ Повышенные требования к резервированию ▶ Сложность противоаварийной автоматики и управления режимами

Пять важных тезисов

1. Дальнейший рост распределенной генерации упирается не в технологии, а в правила рынка.
2. Необходима увязка развития распределенной генерации с общим планированием электроэнергетики.
3. Ключевой барьер — доступ к сетевой инфраструктуре и действующие ограничения для собственной генерации.
4. Распределенная генерация должна стать частью рыночных механизмов, а не оставаться изолированным сегментом.
5. Системы накопления энергии и распределенные источники должны рассматриваться как единый контур управления.

Из презентации «Опыт использования технических решений в области распределенной газовой генерации на производственных объектах ПАО «Газпром» на круглом столе Бизнес-диалога РГО, март 2026 г.

Цифровые решения помогают оптимизировать планирование режимов генерации с непрерывной корректировкой при изменении производственного задания, формируют систему поддержки принятия решения по ведению режимов генерации в реальном времени с учетом фактического состояния.

Среди актуальных задач по повышению эффективности – использование наших свободных генерирующих мощностей для реализации электроэнергетики сторонними потребителями.

Перспективными технологическими решениями являются использование тепла выхлопных газов для производства электроэнергии, переоборудование газотурбинных газоперекачивающих агрегатов в газотурбинные электростанции, а также производство электроэнергии и холода за счет использования потенциальной энергии редуцируемого газа.

Надо четко просчитать запрос потребителей

“ По оценкам экспертов, малая распределенная энергетика уже несколько десятилетий является ведущим трендом развития мировой энергетики. Прогнозировалось, что к 2026 году ввод в эксплуатацию новых распределенных генерирующих мощностей будет в три раза превышать ввод централизованных, и, скорее всего, так и будет – и у нас, и в мире.

Однако мы должны учитывать следующее. Сейчас заканчиваются вводы генерирующих мощностей по договорам на поставку мощности. Массовый ввод в строй генерирующего оборудования привел к формированию избытка мощностей в единой энергетической системе России. Как результат – потребитель получает дорогую электроэнергию.

Поэтому, когда мы говорим о новых вводах в будущем, очень важно уже сейчас на государственном уровне принять решение, каким образом мы развиваем систему – в каком соотношении будут малая и централизованная генерация, как и какие новые мощности распределяются по стране. Это важно для того, чтобы не потребитель оплачивал, возможно, ошибочное решение.

Мы должны решить несколько системных вопросов. Это устаревшие подходы к технологическому присоединению, отсутствие в законодательстве механизмов, которые позволяли бы в полной мере использовать потенциал локальных энергосистем. И что еще



НАТАЛЬЯ КОМАРОВА,
первый заместитель
председателя Комитета
Совета Федерации
по аграрно-продовольственной
политике и природопользованию

важно – недостаточная синхронизация планов развития сетевой и распределенной генерации на региональном уровне.

Совместная работа позволит нам в полной мере двигаться дальше. Нужно объединять все возможности, которые уже созданы в законодательстве. И нужно, чтобы запрос был четко разложен по полочкам – чтобы производитель понимал, сколько, когда и для чего потребуются ресурсы.

Обращаю внимание «Газпрома» и специалистов, которые производят оборудование, на потребности в газификации агропромышленного комплекса, индивидуального жилищного строительства. Здесь малая газовая генерация, по-моему, без конкурентов. И вообще, все отрасли социального назначения – это потенциальные потребители именно малых генерирующих мощностей.



ИГОРЬ ДОРОФЕЕВ,
президент Ассоциации
участников отрасли центров
обработки данных

ЦОД как потребитель энергии: не все так просто

Исторически сложилось, что центры обработки данных (ЦОД) развивались в основном в Москве, в результате сегодня рынок очень сильно геоцентрирован: 75–78% всех мощностей находятся в столичном регионе. Это обычное явление и в других странах. А поскольку в нашей стране энергосистема достаточно доступна, то мощности ЦОД в мегаполисах развивались без автономной генерации, за исключением разовых проектов.

В настоящее время уже достаточно развита интеграция майнинга с электрогенерацией на природном газе, задействованы достаточно большие мощности. Но что касается классических ЦОД, которые оказывают ИТ-услуги, все несколько иначе.

С точки зрения энергопотребления объединять понятия майнинговой инфраструктуры и ЦОД не совсем правильно. Тут разные технологические принципы. Например, майнинг не критичен к простоям, в отличие от оборудования ЦОД. Разные требования к каналам и надежности связи. Наконец,

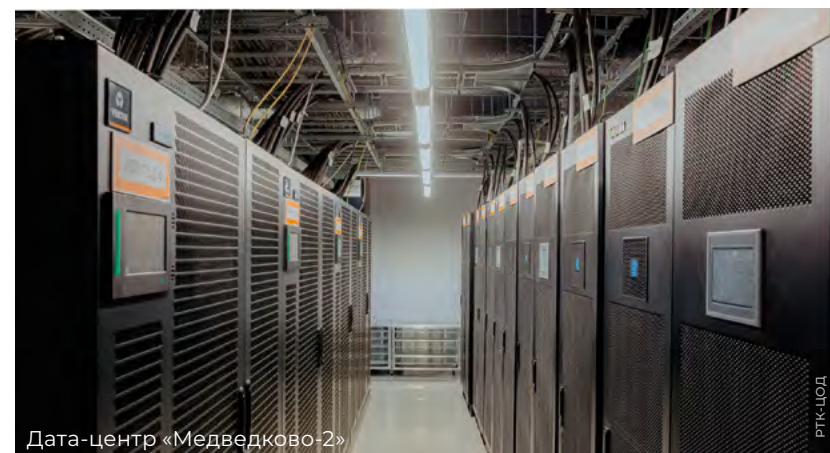
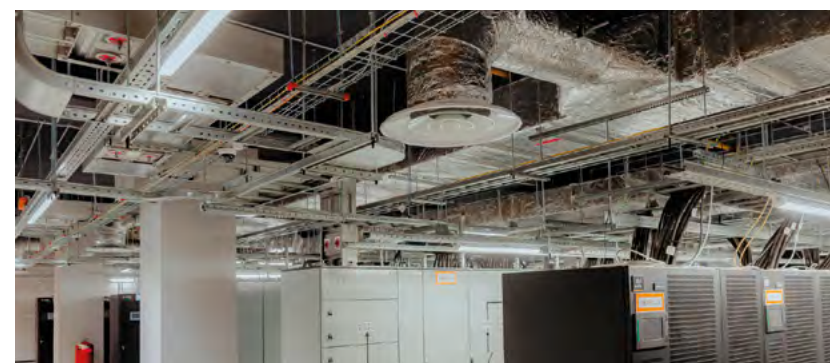
у майнинга есть экспортный потенциал, у ЦОД его практически нет. Это все и обуславливает требования к размещению: мощности майнинга могут располагаться удаленно, а ЦОД должны располагаться там, где потребляются эти услуги и где есть надежная связь. У них абсолютно разные подходы, их нельзя смешивать в кучу.

Все это важно учитывать, когда речь идет о ЦОД как энергопотребителе. Поэтому ограничения в Москве и области на техническое присоединение ЦОД нас беспокоят. Мы надеемся, что это временно. Надо, чтобы успокоился рынок, чтобы все поняли, что есть что.

В будущем, несмотря на то, что это энергопрофицитный регион, все равно центры обработки данных будут постепенно выдавливаться на периферию. В нашем профессиональном сообществе уже возникает готовность к переходу на газовую или другую альтернативную автономную генерацию, причем с очень сложными схемами, созданием гибридных систем. Есть понимание, что это наше будущее.



Газпром газораспределение



Дата-центр «Медведково-2»

Второе крыло для развития долгосрочного спроса на газ

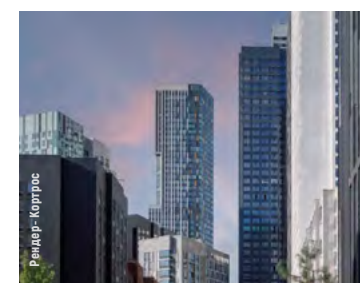
В 2025 году в России, по данным Ассоциации малой энергетики, было построено порядка 38 гигаватт распределенной генерации, в основном вводились именно газовые мощности.

Всей газовой промышленности необходимо еще прикладывать усилия для формирования долгосрочного рынка сбыта газа. И в этом плане распределенная энергетика может являться вторым крылом для развития долгосрочного сбыта. Идея эта во всем мире имеет поддержку и развивается на сегодняшний день, несмотря на все перипетии, достаточно быстрыми темпами.

Что касается ЦОД и Московского региона: РЭА было одним из ключевых разработчиков Энергостратегии Москвы до 2040 года, и мы считаем, что решение о блокировке подключений относительно ЦОД и майнинга обосновано. Оно обосновано тем, что и без них в Москве к 2030 году ожидается дефицит энергии в объеме 3,5 гигаватта.

Конечно, энергетикам и газовикам было бы удобнее, если бы можно было на месторождениях с избытком попутного газа ставить цифровые мощности и продавать им электроэнергию. Но полностью реализовать это тоже невозможно.

Сегодня в Москве существует существенное ограничение на развитие альтернативных видов генерации просто потому, что не окупаются солнечные панели, ветряки ставить негде в силу густоты застройки и накопители очень дорогие. Хотя некоторые высотные здания построены с использованием солнечных панелей, и ноу-хау есть. Но мало данных относительно окупаемости этих проектов. Агентство проводит разноуровневую аналитику, в том числе по сопоставлению нормированной стоимости электроэнергии (LCOE), что выгоднее для потребителя – подключаться в разных регионах к централизованной энергосистеме, энергоснабжению либо на основе имеющихся данных по стоимости газа и расчету себестоимости электроэнергии устанавливать газопоршневые установки.



В одном из ЖК в Москве 720 солнечных панелей российского производства в весенне-летний период замещают до 30% общедомового потребления электроэнергии

АПК: электроэнергия и тепло с широкой географией

Если ЦОД – это новая отрасль, то выращивать рыбу мы начали более двух с половиной тысяч лет назад, еда – это основа нашей жизнедеятельности.

По нашим оценкам и по расчетам Минздрава, нам не хватает сегодня около 4 млн тонн свежей рыбы. Выловить мы ее не можем, остается выращивать. А чтобы произвести одну тонну готовой продукции из рыбы и зелени (в аквапонике), нам нужен примерно один мегаватт электроэнергии плюс тепло. Итого – на 4 млн тонн дополнительно произведенной рыбы, включая комбикорм, примерно 4 гигаватта электроэнергии.

И нам надо не просто ее где-то взять около Москвы. Все наши производства расположены в сельской местности, удаленно, в Ханты-Мансийском округе, на Кавказе, в Дагестане, там, где огромная проблема с доступностью электроэнергии.

Солнечной энергии не хватает даже на юге, и газовая генерация для нас очень актуальна. Поэтому мы реализуем несколько энергопроектов, подписали соглашение с РГО. Нам нужны газопоршневые, газотурбинные установки малой мощности, по 250 киловатт например. Мы готовы их покупать, тем более вышло новое постановление по возмещению части затрат на такие установки для малого бизнеса.

Наша организация объединяет несколько тысяч предприятий, и мы можем быть вашими главными заказчиками оборудования и потребителями газа. ●



Евразийский аквакультурный альянс



НАТАЛЬЯ ГРИБ,
заместитель руководителя
департамента комплексной
аналитики в электроэнергетике
и теплоснабжении ФГБУ
«РЭА» Минэнерго РФ



АЛЕКСАНДР НЕВРЕДИНОВ,
руководитель «Евразийского
аквакультурного альянса»

РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫЕ МЕТАЛЛЫ



Редкоземельные металлы занимают особое место в минерально-сырьевой базе, они относятся к стратегически важным ресурсам для обеспечения экономического и технологического развития, крайне востребованы в высокотехнологичных отраслях и играют все более значимую роль в современной энергетике

КАК ВОЗМОЖНЫЙ ДРАЙВЕР ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ И ГАРАНТ СУВЕРЕНИТЕТА РОССИИ

Артём Изобатов / Росатом

Редкоземельные металлы (РЗМ) играют критическую роль в развитии высокотехнологичных отраслей и обеспечении обороноспособности государств. Россия, обладая второй по величине разведанной ресурсной базой РЗМ в мире, сталкивается с парадоксом сырьевой зависимости: при колоссальном ресурсном

потенциале страна импортирует до 90% потребляемых редкоземельных металлов, преимущественно из Китая.

В данной статье рассматривается стратегия России по достижению технологического суверенитета в сфере РЗМ. Анализ охватывает три ключевых направления:

- геологический потенциал и перспективы освоения крупнейших месторождений (Томторского и др.);
- структурная трансформация от импортозависимости к созданию полного цикла производства;
- геополитическое позиционирование в условиях монополизации рынка Китаем.

Из ликбеза: редкие земли

Редкоземельные металлы — группа из 17 элементов (металлов) серебристо-белого цвета, проявляющих между собой большое сходство химических и некоторых физических свойств. В природе, как правило, встречаются совместно, нередко им сопутствуют уран и торий.

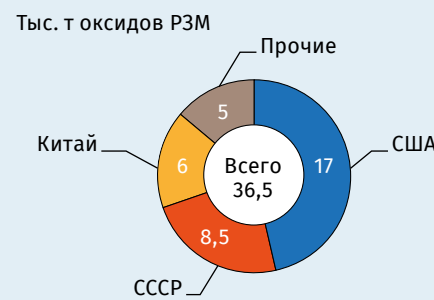
21 Sc Scandium 44.956	Скандий
39 Y Yttrium 88.906	Иттрий

Своим названием группа обязана тому, что, как считалось до начала XIX века, эти элементы встречаются в земной коре редко, а также образуют тугоплавкие, не растворимые в воде оксиды, которые тогда называли «землями».

57 La Lanthanum 138.905	58 Ce Cerium 140.116	59 Pr Praseodymium 140.908	60 Nd Neodymium 144.242	61 Pm Promethium [145]	62 Sm Samarium 150.36	63 Eu Europium 151.964	64 Gd Gadolinium 157.25	65 Tb Terbium 158.925	66 Dy Dysprosium 162.500	67 Ho Holmium 164.930	68 Er Erbium 167.259	69 Tm Thulium 168.934	70 Yb Ytterbium 173.045	71 Lu Lutetium 174.967
Лантан	Церий	Празеодим	Неодим	Прометий	Самарий	Европий	Гадолиний	Тербий	Диспрозий	Гольмий	Эрбий	Тулий	Иттербий	Лютеций

Лантаноиды

1986: крупнейшие страны-производители



ИГОРЬ ПЕТРОВ,
д. т. н., генеральный директор
ООО «Исследовательская группа
«Инфомайн»



АРКАДИЙ НАУМОВ,
ведущий специалист АО «ОКБ
«Астрон»



АЛЕКСАНДРА ПЕТРОВА,
аналитик Центра ценовых
индексов Газпромбанка

Исследование показывает, что, несмотря на планы наращивания добычи и производства РЗМ, Россия сталкивается с системными вызовами: отсутствием коммерчески эффективных технологий разделения РЗМ, высокой стоимостью освоения арктических месторождений, ограниченным внутренним спросом (менее 1,5–2 тыс. тонн в год) и геополитическими ограничениями доступа к технологиям.

Общая ситуация на рынке РЗМ

В последнее десятилетие в мире отмечается устойчивое повышение роли редкоземельных металлов с их уникальными физико-хи-

мическими свойствами для экономики и промышленности развитых стран в производстве постоянных магнитов, аккумуляторных батарей, высокоточной оптики, электроники и оборонных систем [1–2]. Это объясняется существенным расширением возможностей применения данных элементов не только в традиционных, но и в высокотехнологичных отраслях промышленности. В условиях глобального энергоперехода и цифровизации экономики доступ к РЗМ представляется фундаментальным условием технологического суверенитета.

Тенденцией мирового рынка РЗМ является увеличение их использования для выпуска магнитов, главным образом Nd-Fe-B.

Открытие редкоземельных элементов началось в конце XVIII века, группа в основном сложилась к 1907 году, а в 1947-м в нее был добавлен последний элемент – прометий.

До начала 1990-х годов основным производителем были США (месторождение Mountain Pass). Затем Китай усиленно модернизирует отрасль и с середины 1990-х становится крупнейшим производителем в мире. В XXI веке об открытиях месторождений заявляли Япония, Норвегия, Казахстан.

Редкоземельные элементы используют в радиоэлектронике, приборостроении, атомной технике, машиностроении, химической промышленности, металлургии, низкоуглеродной энергетике (ВИЭ) и др. В стекольной промышленности их соединения повышают светопрозрачность стекла, входят в состав различных специальных стекол. Используются в производстве пигментов, лаков и красок, в нефтяной промышленности как катализаторы. Применяются в производстве специальных сталей и сплавов, лазерных и других элементов в оптоэлектронике, постоянных магнитов огромной мощности.

РЗМ и новая энергетика

В энергетике РЗМ применяются для постоянных магнитов ветрогенераторов, для фотогальваники, в тонкопленочных элементах солнечных панелей, в новых поколениях батарей, в том числе в системах накопления и хранения энергии, а также для так называемых «умных сетей» в высокоточных датчиках, сверхпроводниках, системах управления нагрузкой.

Редкоземельные металлы – критически важные элементы для современной низкоуглеродной энергетики. Тем самым технологии и рынки РЗМ становятся серьезным фактором влияния на долгосрочную динамику топливно-энергетических балансов стран и регионов мира, определяющим спрос и предложение различных энергоресурсов.



желой группы. Получаемый концентрат поставляется в Китай, объем добычи сильно колеблется – от 22 тыс. до 36 тыс. т/г в последние годы. Эти поставки являются нестабильными из-за военных действий в стране.

ВСЕ БОЛЬШЕ СТРАН СТРЕМИТСЯ ПРИСОЕДИНИТЬСЯ К «РЕДКОЗЕМЕЛЬНОМУ КЛУБУ», НО РАЗВИВАТЬ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ ПРИДЕТСЯ САМИМ – КИТАЙ СВОИ СТРОГО ОХРАНЯЕТ

Бразилия, по данным USGS, владеет вторыми по величине запасами редкоземельных элементов в мире — около 21 млн тонн. Несмотря на внушительный потенциал, добыча пока остается ограниченной. Страна активно развивает геологоразведку и инфраструктуру, чтобы в ближайшие годы нарастить производство и укрепить позиции на рынке.

Индия обладает запасами РЗМ около 6,9 млн тонн. При этом объем добычи не превышает 3 тыс. т/г. Правительство страны инвестирует в развитие перерабатывающих

мощностей и логистики для укрепления национальной индустрии РЗМ.

Дания (на территории принадлежащей ей Гренландии) располагает запасами около 1,5 млн тонн редкоземельных элементов. Заявлено несколько проектов по разработке месторождений. Все они пока находятся на стадии геологической оценки, хотя значительные запасы открывают большие перспективы для будущего промышленного развития острова.

В Африке (Танзании, Мадагаскаре, ЮАР и др.) разведаны достаточно большие запасы месторождений РЗМ, но добыча находится на ранних этапах, хотя ресурсная база ряда стран имеет потенциал для будущей разработки и привлечения инвестиций.

Россия на глобальной карте запасов РЗМ занимает важное место, но оценки расходятся. Так, по данным Роснедр, разведанные запасы составляют 28,5 млн тонн, что ставит ее на 2-е место в мире после Китая и впереди Бразилии. Далее рассмотрим следующие ключевые вопросы развития отрасли РЗМ в России:

– реальный потенциал российских месторождений РЗМ и пер-

спективы их освоения с учетом арктической специфики;
– выстраивание технологической цепочки от добычи до высоких переделов в условиях санкционных ограничений;
– геополитическое позиционирование РФ между технологической зависимостью от Китая и возможностью альтернативных партнерств.

Ресурсный потенциал России

Минерально-сырьевая база РЗМ России обладает двумя главными особенностями – высоким уровнем запасов в апатит-нефелиновых месторождениях Кольского полуострова и существенными объемами, сосредоточенными в месторождениях Сибири и Дальнего Востока. При этом следует отметить, что РЗМ при добыче и переработке апатитового сырья практически полностью теряется, а месторождения Сибири и Дальнего Востока расположены в труднодоступных районах с неразвитой инфраструктурой.

Если не брать в расчет только месторождения собственно редкоземельных руд (**табл. 1**), то по запасам выделяются два крупнейших месторождения — разрабатываемое Ловозерское (Мурманская область) и готовящееся к освоению Томторское (Якутия). Суммарно они аккумулируют около 11 млн тонн РЗМ, что теоретически достаточно для добычи на высоком мировом уровне.

В целом перспективная ресурсная база России характеризуется сложной географической доступностью. Основные месторождения расположены в арктической зоне и восточных регионах, что предопределяет высокие капитальные затраты и необходимость развития сопутствующей инфраструктуры. При этом из балансовых месторождений только на Томторском и Катугинском большая доля тяжелых РЗМ (запасы месторождения Аллуйав в настоящее время не стоят на государственном балансе).

Таблица 1. Характеристика сырьевой базы РЗМ России (без учета апатитового сырья)

Месторождение	Статус	Запасы РЗМ (в пересчете на оксиды), млн т	Содержание РЗМ, %	Доля тяжелых РЗМ, %
Ловозерское	Разрабатывается	7	1,1	1
Томторское	Подготавливается к освоению	4	12	11
Чуктуконское	Резервное	3	5	6
Катугинское	Резервное	1	0,4	49
Белозиминское	Резервное	2	0,9	2
Аллуйав	Резервное	2*	0,5	37

* запасы не находятся на государственном балансе
Источники: Росгеолфонд (доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевой базы РФ»), экспертный анализ

Ключевые месторождения и арктический вектор

Ловозерское месторождение в Мурманской области — единственное в России, где ведется промышленная добыча РЗМ. Объем его запасов значителен, однако руды месторождения характеризуются низким содержанием РЗМ тяжелой группы. Месторождение разрабатывается с советского периода, освоение осуществляет ООО «Ловозерский ГОК» (структура госкорпорации «Росатом»). По мнению ряда экспертов, применяемое на предприятии обогати-

тельное оборудование существенно устарело, поэтому в настоящее время идет модернизация мощностей с расширением объема производства лопаритового концентрата.

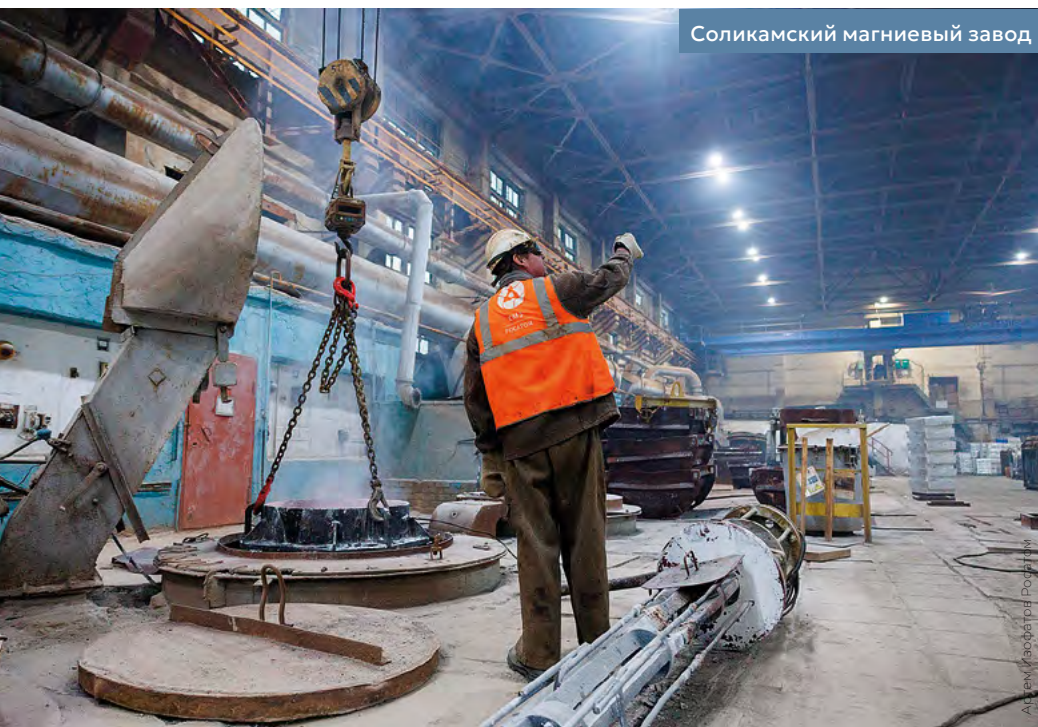
Томторское месторождение в Якутии — одно из крупнейших по запасам РЗМ в России, с уникально высоким содержанием оксидов редкоземельных металлов (до 15%) и высокой долей наиболее востребованных РЗМ – неодима, празеодима, диспрозия и тербия. Кроме того, руды имеют высокое содержание ниобия и скандия. Наличие богатой руды

РОССИЯ ЗАНИМАЕТ ВТОРОЕ МЕСТО В МИРЕ ПО РАЗВЕДАННЫМ ЗАПАСАМ РЗМ, НО ПОКА НЕ МОЖЕТ ОБЕСПЕЧИТЬ ИМИ ДАЖЕ СОБСТВЕННУЮ ЭКОНОМИКУ

не предполагает обогатительного передела, поэтому сырье будет сразу подвергаться гидрометаллургической переработке. Проект находится в стадии подготовки к освоению; выход на полномасштабную добычу ожидается не ранее 2035 года. Однако до сих пор неясно, где будет проводиться пе-

В Бразилии в 2024 году началась добыча на месторождении Pela Eta



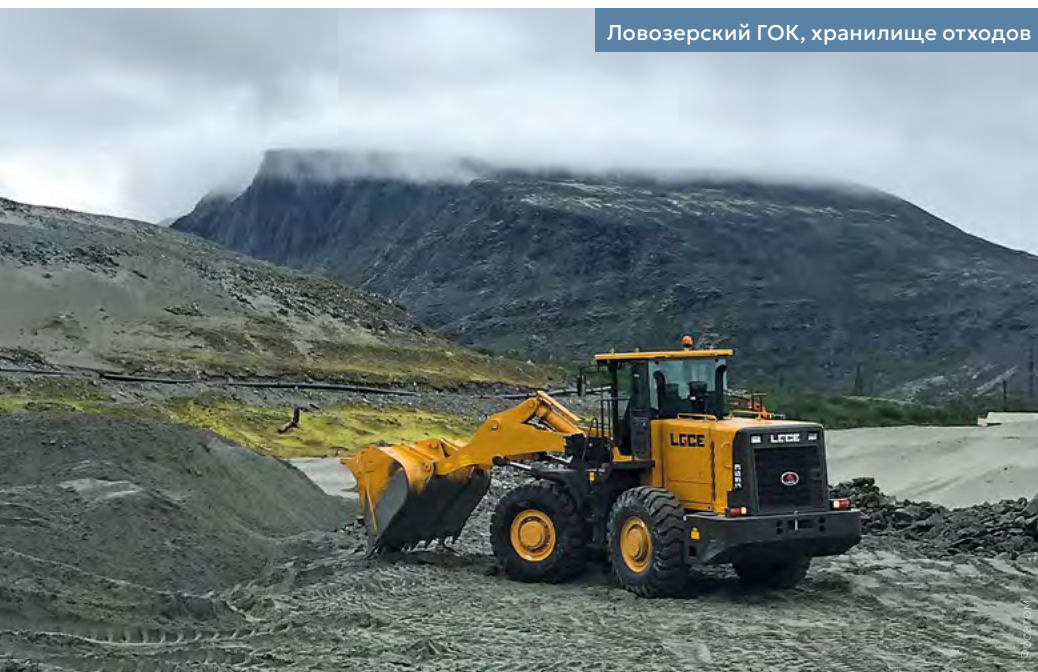


Соликамский магниевый завод

БОЛЬШИНСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЗМ В РОССИИ НАХОДИТСЯ В АРКТИКЕ, ЧТО ТРЕБУЕТ БОЛЬШИХ ВЛОЖЕНИЙ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ И ТРАНСПОРТНУЮ ИНФРАСТРУКТУРУ, ВКЛЮЧАЯ РАЗВИТИЕ СЕВМОРПУТИ, И ОСОБЫХ МЕР ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ

реработка руды с получением товарной продукции [7].

Чуктуконское месторождение (Красноярский край) обладает высоким уровнем запасов и содержания РЗМ (5–6%). При этом выделяются два типа руд – ниобиевые и редкоземельные. Возможно попутное извлечение из руды ванадия, железа и марганца. Месторождение относится к категории резервных.



Ловозерский ГОК, хранилище отходов

Помимо этого на территории РФ имеется целый ряд месторождений с высоким уровнем запасов РЗМ, в том числе Катугинское (Забайкальский край) и Белозиминское (Иркутская область).

Большинство месторождений находится в арктической зоне и требует комплексного развития транспортной инфраструктуры, включая строительство новых железнодорожных веток, портов и развитие Северного морского пути. По оценкам Минвостокразвития, необходимы также значительные инвестиции в энергообеспечение, в том числе в строительство малых атомных электростанций.

В этом направлении важным инфраструктурным проектом может стать создание редкоземельного кластера в Ангаро-Енисейском макрорегионе (Красноярский край, Иркутская область, Хакасия, Тува). Помимо разработки месторождений региона в периметре проекта планируется открытие инженерингового центра по технологиям извлечения и производства тяжелых редкоземельных металлов. Научным партнером выступает Научно-технологический центр «Долина Менделеева».

Экологические аспекты

Освоение месторождений РЗМ в России сопряжено со значительными экологическими вызовами. Большинство перспективных объектов расположено в «хрупких» северных экосистемах. В частности, возможная разработка открытым способом Томторского месторождения потребует масштабных мер по рекультивации, управлению отходами и минимизации воздействия на окружающую среду в условиях вечной мерзлоты.

При этом практически все месторождения РЗМ характеризуются наличием в рудах урана и тория, что потребует отдельного цикла выведения их из технологического процесса и захоронения. Экологические риски при реализации таких проектов возрастают [8].

Производственные мощности и технологические вызовы

Ключевая проблема российской редкоземельной отрасли локализуется не в сфере добычи, а в сегменте переработки. Лопаритовый концентрат перерабатывается на Соликамском магниевом заводе (СМЗ) с получением неразделенных карбонатов РЗМ. Этот продукт поставляется для дальнейшей переработки в Эстонию и Китай.

После распада СССР в России во многом были утрачены компетенции по разделению РЗМ на индивидуальные оксиды и металлы высокой чистоты. Лишь частично в небольших объемах недавно были созданы подобные мощности предприятием «Скайград» (Московская область).

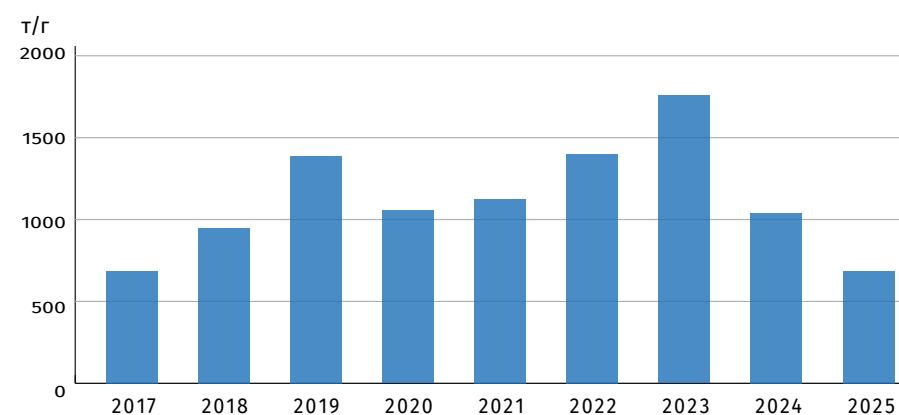
Поэтому здесь ключевым проектом становится строительство нового комплекса СМЗ по разделению карбонатов РЗМ с получением индивидуальных соединений. После ввода производства в эксплуатацию в 2028–2029 годах планируется ежегодный выпуск около 2,5 тыс. тонн готовой продукции, включая РЗМ магнитной группы (неодима и празеодима).

Госкорпорация «Росатом» назначена главным исполнителем задачи по обеспечению технологического суверенитета в сфере РЗМ. Корпорация пытается выстраивать сквозную производственную цепочку — от рудника до продукции высоких переделов.

Зависимость от импорта и потребление РЗМ

Россия импортирует до 90% потребляемых РЗМ и ввозит их как в виде соединений, так и в виде металлов и сплавов. В настоящее время почти 100% поставок РЗМ в страну приходится на Китай. По данным китайской статистики, в 2025 году КНР экспортировала в РФ около 0,7 тыс. тонн соединений РЗМ, что существенно меньше уровня 2024 года (рис. 3).

Рисунок 3. Динамика импорта соединений РЗМ в Россию



Источник: экспертный анализ на основе данных Trademap

Ключевой проблемой сектора РЗМ в России остается структура внутреннего спроса. Сейчас около 60% приходится на выпуск катализаторов (главным образом катализаторов крекинга), 20% – на стекольную промышленность, 15% – на металлургию (рис. 4). Это кардинально отличается от мирового тренда, где более 50% РЗМ направляется на производство неодимовых магнитов для электродвигателей, генераторов и электроники.

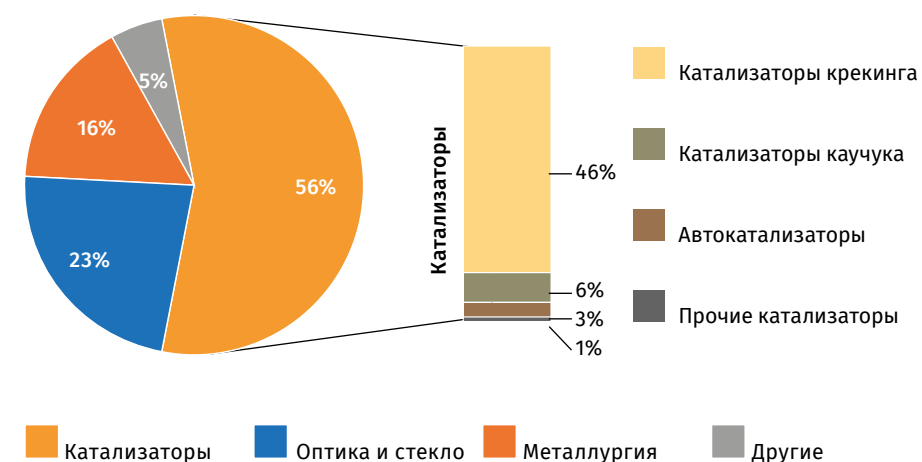
Запуск «Росатомом» производства РЗМ-магнитов запланирован на 2028 год, мощность составит порядка 1 тыс. т/г с возможным расширением производства до 3 тыс. т/г после 2030 года.

Геополитическое измерение

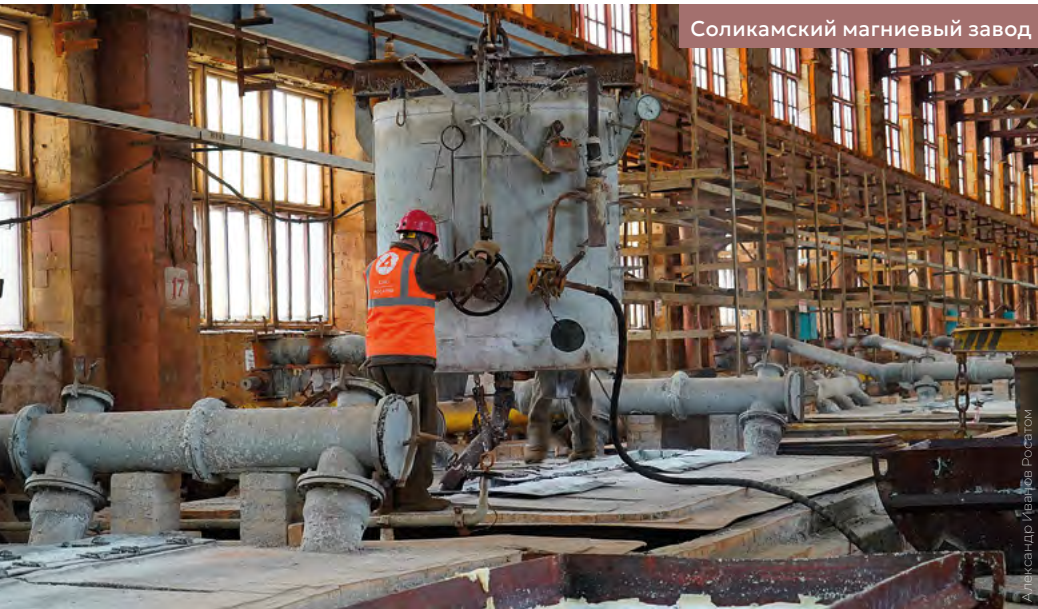
Положение России на глобальном рынке РЗМ отличается фундаментальной асимметрией: занимая второе место по запасам РЗМ в мире, страна зависима от Китая, который контролирует свыше 90% мировых мощностей по разделению РЗМ и свыше 95% по производству РЗМ магнитов. При этом Пекин запретил экспорт технологий разделения и очистки, в том числе странам-партнерам.

Россия вела переговоры с Китаем о доступе к РЗМ-технологиям. Но есть осознание того, что Китай не предоставляет преференций даже союзникам, когда речь идет

Рисунок 4. Структура потребления РЗМ в России



Источник: экспертный анализ



Соликамский магниевый завод

о защите своего наиболее конкурентного актива. Сохранение доминирования в цепочке поставок, тесно связанной с национальной безопасностью, для Пекина является крайне важным.

В 2025 году президент РФ заявил о готовности сотрудничать с США в области освоения редкоземельных месторождений в России. Однако, видимо, арктическая стратегия США и их союзников развивается в ином направлении, характерной тенденцией которого является интерес к РЗМ-ресурсам Гренландии.

Сценарный анализ: траектории развития до 2035 года

План мероприятий по развитию отрасли редких и редкоземельных металлов в России составлен в соответствии с профильным федеральным проектом и приори-

тетными инвестиционными проектами и будет реализовываться до 2030 года. План, утвержденный в декабре 2025 года, охватывает три стадии передела – горнодобывающего, металлургического и обрабатывающего, а также производство высокотехнологичной продукции из редких и редкоземельных металлов с высокой добавленной стоимостью.

Для развития отрасли в рамках федерального проекта будут задействованы все системные меры господдержки, реализуемые Минпромторгом. Среди них – льготные кредиты, налоговые преференции, субсидии на НИОКР и механизмы компенсации недополученных доходов, связанных с предоставлением покупателям скидок при реализации продукции редких и редкоземельных металлов.

Для повышения конкурентоспособности отечественной продукции Минпромторг предложил

35%-ную субсидию для российских производителей РЗМ. в арктической зоне действуют налоговые льготы: снижение налога на добычу полезных ископаемых на 90%, введение налога на прибыль на 5–10 лет.

Основываясь на текущих проектах, технологических ограничениях и геополитической динамике, выделяем три сценария развития редкоземельной отрасли России (табл. 2).

Консервативный сценарий предполагает сохранение динамики: проекты сталкиваются с задержками из-за отсутствия технологий и финансирования, Россия продолжает импортировать до 80% внутреннего спроса из Китая.

Базовый сценарий предусматривает расширение мощностей по добыче и переработке на Ловозерском ГОКе и СМЗ и освоение технологии разделения. Начинается реализация проектов новых месторождений. Россия обеспечивает как минимум половину своих внутренних потребностей в РЗМ, но для тяжелых РЗМ и высокочистых соединений и сплавов сохраняется зависимость от импорта.

Амбициозный сценарий возможен при технологическом прорыве, массивной господдержке и успешной кооперации с дружественными странами. Создается полный цикл переработки, включая расширение производства магнитов. Идет реализация проектов в арктической зоне, что потребует существенных инвестиций. Россия становится значимым экспортером РЗМ-продукции (пока в основном сырьевого характера).

Таблица 2. Сценарии развития редкоземельной отрасли России до 2035 года

	Консервативный сценарий	Базовый сценарий	Амбициозный сценарий
Добыча/производство РЗМ к 2035 году	5–7 тыс. т	10–12 тыс. т	25–30 тыс. т
Доля отечественной продукции на внутреннем рынке	<20%	40–50%	70–80%
Внутренний спрос РЗМ	2–3 тыс. т	5–7 тыс. т	10–12 тыс. т

Источник: экспертный анализ

Закключение и выводы

Проведенный анализ позволяет сформулировать следующие выводы относительно стратегии России в сфере редкоземельных элементов.

1. Ресурсное богатство не гарантирует сырьевую безопасность. Обладание вторыми по величине запасами РЗМ в мире автоматически не обеспечивает технологический суверенитет. Ключевым узким местом остается отсутствие коммерчески эффективных технологий разделения и получения высокочистых продуктов. Без их развития Россия рискует остаться поставщиком сырья для китайской промышленности.

2. Технологическая зависимость от Китая носит структурный характер. Попытки получить доступ к китайским технологиям разделения наталкиваются на жесткую политику Пекина по сохранению монополии. Как отмечают эксперты, сохранение доминирования в цепочке поставок РЗМ пока для Китая важнее. Впрочем, не стоит преувеличивать этот фактор, который вполне может оказаться временным. Также крайне важно помнить, что у России есть долгая история соб-



Соликамский магниевый завод

ственных исследований технологий РЗМ, которые требуется восстановить.

3. Освоение Арктики — неизбежный, но капиталоемкий путь. Разработка месторождений в арктической зоне требует колоссальных инвестиций в транспортную инфраструктуру и энергообеспечение, а также учета экологических рисков, связанных с радиоактивными отходами.

4. Внутренний спрос остается критическим ограничителем.

Крайне малый объем внутреннего потребления делает проекты экономически малопривлекательными без государственной поддержки и экспортных поставок. России необходимо либо резко наращивать внутреннее потребление (как в традиционных отраслях – нефтепереработке и металлургии, так и в новых – высокотехнологичных (электромобили, ВИЭ, робототехника и др.), либо выходить на внешние рынки, где доминирует Китай. ●

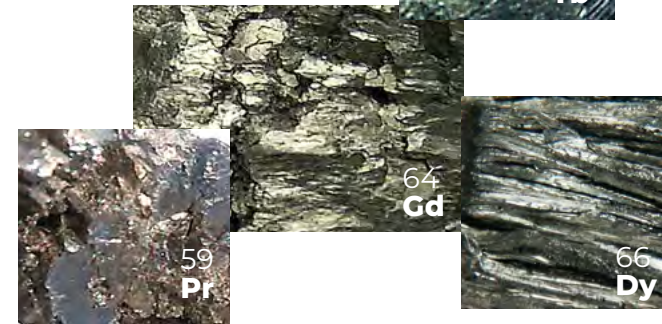
Источники

- Zhu M, Sun X, Liu R, Xu H. Development strategies for rare earth functional materials by 2035. Strategic Study CAE. 2020; 22(5):37. <https://doi.org/10.15302/J-SSCAE-2020.05.006>
- Massari, S. – Ruberti, M. (2013): Rare earth elements as critical raw materials: Focus on international markets and future strategies. Resources policy, 38(1): 36–43. <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2012.07.001>
- Naumov, A. V. (2008): Review of the world market of rare-earth metals. Russian Journal of Non-Ferrous Metals, 49(1): 14–22. <http://doi.org/10.1007/s11981-008-1004-6>
- Gasanov A. A., Naumov A. V., Yurasova O. V., Petrov I. M., Litvinova T. E. Certain Tendencies in the Rare-Earth-Element World Market and Prospects of Russia // Russian Journal of Non-Ferrous Metals, 2018, Vol. 59, No. 5, pp. 502–511. <https://doi.org/10.3103/S1067821218050048>
- Богданов С. В., Гришаев С. И. Формирование рынка редкоземельных металлов в условиях глобализации бизнеса. В книге: Управление развитием крупномасштабных систем (MLSD’2011). Материалы пятой международной конференции. Общая редакция: С. Н. Васильев, А. Д. Цвирку. 2011. С. 346–348.
- Петрова А. И., Богданов С. В. Трансформация материальных потоков редкоземельных металлов и их соединений на мировом рынке // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2025. № 1 (192). С. 85–90.
- Матвеев А. И., Толстов А. В., Петров И. М. Схема создания редкометалльного кластера в Республике Саха (Якутия) // Природные ресурсы Арктики и Субарктики. 2025. № 30. С.7–27.
- Петрова А. И. Выявление уровня критичности состава руд месторождений РЗМ, содержащих радиоактивные элементы, и оценка рисков их освоения // Разведка и охрана недр. 2022. № 6. С. 3–9.

НЕЗАМЕТНЫЕ ГЕРОИ ЭНЕРГОПЕРЕХОДА



О РОЛИ ЭНЕРГЕТИКИ В ИНДУСТРИИ РЗМ И О РОЛИ РЗМ В ТРАНСФОРМАЦИИ ЭНЕРГЕТИКИ



Уникальные магнитные, каталитические и люминесцентные свойства редкоземельных элементов (РЗЭ, или РЗМ) делают их критически важными компонентами высокопроизводительных постоянных магнитов, фотоэлектрических систем, электродвигателей и цепочек поставок технологий ИИ, высоковольтных в процессе энергоперехода.

Наиболее значимое направление использования РЗМ — производство спеченных высокоэффективных неодим-железо-боровых (NdFeB) магнитов, с использованием четырех РЗЭ: **неодима, празеодима, диспрозия и тербия**. Эти постоянные магниты обеспечивают компактность, высокий КПД и стабильную работу при экстремальных температурах (до 230 °C), являясь сердцем тяговых электродвигателей, генераторов ветряных турбин с прямым приводом, промышленных приводов и серверных систем для ИИ, говорится в исследовании Международного энергетического агентства (IEA) «Rare Earth Elements. Pathways to secure and diversified supply chains», опубликованном в апреле 2026 года [1].



Электродвигатели и генераторы на основе РЗЭ экономят 20–40% энергии по сравнению с аналогами, представляя собой наиболее энергоэффективные устройства, разработанные на сегодняшний день.

■ В ветровых турбинах использование высокопроизводительных постоянных магнитов позволяет исключить механические редукторы, один из главных источников поломок и простоев. Создаются компактные, легкие и при этом чрезвычайно мощные конструкции, способные эффективно работать даже при низких скоростях ветра и низком напряжении.

■ В солнечных энергосистемах и накопителях РЗЭ применяются не в панелях, а в «мозгах» системы. Элементы используются в инверторах, преобразователях напряжения и керамических конденсаторах (на базе **иттрия, лантана и оксида церия**), которые управляют потоками энергии в системах с накопителями. Неодим и диспрозий входят в магниты вентиляторов и насосов охлаждения, предотвращая перегрев, а церий и лантан применяются в высокоточных температурных датчиках [2].

■ В атомной энергетике РЗЭ находят применение в системах управ-

ления реакторами, защитных материалах и детекторах нейтронного излучения. В частности, **гадолиний** обладает высоким сечением поглощения нейтронов и используется в регулирующих стержнях, а **европий** — в сцинтилляционных детекторах для мониторинга радиационной обстановки.

■ В умных сетях (smart grids) РЗЭ-магниты критически важны для моторизованных переключателей, устройств РПН и исполнительных механизмов подстанций, обеспечивая мгновенную реакцию на скачки нагрузки.

Несмотря на мизерные объемы использования (часто в граммах и миллиграммах), их присутствие критически важно для предотвращения отказов и поддержания бесперебойной работы инфраструктуры.

Потребность в магнитах и взрывной рост спроса на РЗМ

В настоящее время на РЗЭ, используемых для магнитов, приходится около 30% от общего физического объема редкоземельных элементов, но при этом более 80% в стоимостном выражении [3].



Спрос на «магнитные» РЗМ (неодим, празеодим, диспрозий и тербий) демонстрирует взрывную динамику: с 2015 года он удвоился, а к 2030 году при текущих политических сценариях способен вырасти еще минимум на треть [1]. К 2040 году совокупный спрос может превысить сегодняшние показатели в 3–7 раз. Основным драйвером — электрификация транспорта и масштабное развертывание ветроэнергетики на шельфе.

Для каждого тягового электродвигателя требуется 2–4 кг высокопроизводительных магнитов, а добавление в него всего 1–2 кг РЗЭ позволяет сократить потребность в литии, никеле и кобальте для тяговой батареи на 60–80 кг, считает IEA. Это создает синергетический эффект: оптимизация двигателя снижает общую минеральную нагрузку на электромобиль.

В энергетике такие характеристики имеют принципиальное значение: по оценкам IEA, ветряная турбина требует почти в девять раз больше минеральных ресурсов, чем газовая электростанция сопоставимой мощности, а средний электромобиль — в шесть раз больше автомобиля с двигателем внутреннего сгорания [4].

Таким образом, переход от углеводородов к ВИЭ не отменяет сырьевую зависимость в целом, а только трансформирует ее, смещая фокус на критические минералы, цепочки поставок которых пока менее зрелы и более фрагментированы.

ЭНЕРГОПЕРЕХОД – ОТ УГЛЕВОДОРОДОВ К ВИЭ – НЕ ОТМЕНЯЕТ СЫРЬЕВУЮ ЗАВИСИМОСТЬ, А ТРАНСФОРМИРУЕТ, СМЕЩАЯ ФОКУС НА КРИТИЧЕСКИЕ МИНЕРАЛЫ

Третье место по волатильности

Ограничения на экспорт РЗЭ, вводимые монополистом рынка Китая с 2025 года, могут нарушить цепочки поставок, негативно повлияв на доступность и стоимость ключевых компонентов для технологий искусственного интеллекта. Это особенно актуально для США, где инвестиции в ИИ являются одним из основных двигателей экономического роста, пишет JP Morgan. По данным Oxford Economics, которые приводят финансовый конгломерат, даже частичное нарушение поставок

редкоземельных элементов может снизить темпы роста экономики США примерно на 1%, а Китая — на 0,4% в течение двух лет [6].

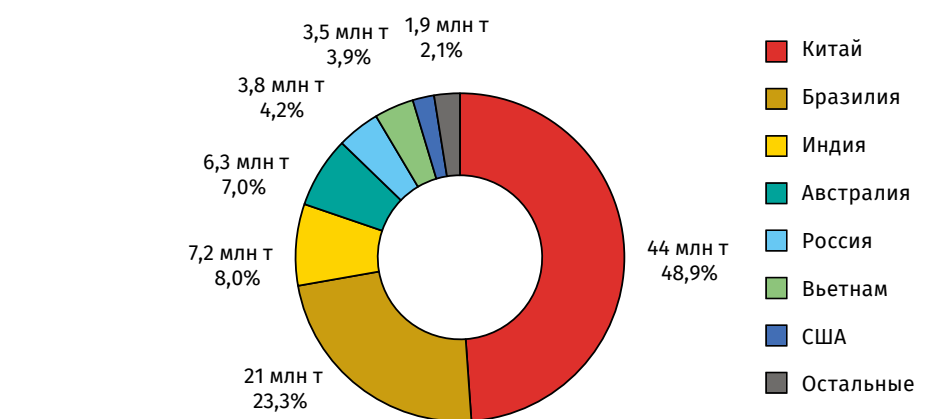
Дополнительно цепочку поставок сдерживают экологические барьеры (сопутствующие торий и уран требуют особого обращения с радиоактивными отходами), высокая капиталоемкость проектов (\$100–200 тыс./т для добычи и рафинирования), длительные сроки ввода (в среднем 8 лет) и технологические пробелы в оборудовании для металлургии и производства магнитов за пределами Китая.

Рынок остается крайне волатильным: среднемесячная волатильность цен РЗМ за последнее десятилетие была примерно вдвое выше, чем для природного газа, и втрое выше, чем для нефти. Это ставит редкоземельные элементы на третье место по волатильности среди 20 стратегических минералов для энергетики, отслеживаемых IEA. Впереди них в этом рейтинге только литий и галлий. Это осложняет долгосрочное планирование и хеджирование, отмечает IEA.

Сбалансированный и всеобъемлющий подход

Рынок редкоземельных элементов находится в точке стратегического перелома, пишет IEA. Структурный рост спроса со стороны ВИЭ, электромобилей и цифровой инфраструктуры сталкивается

География запасов редкоземельных элементов в мире в 2026 году



* эквивалент оксидов

Источники: IEA, Rare Earth Elements, 2026 по данным USGS и правительства Индии

с высокой концентрацией поставок, экспортными ограничениями и сложной экологической повесткой. Успешно продвигающийся энергопереход требует не только наращивания добычи РЗМ, но и создания замкнутых циклов вторичной переработки, диверсификации перерабатывающих мощностей и ускоренной коммерциализации материаловедческих инноваций.

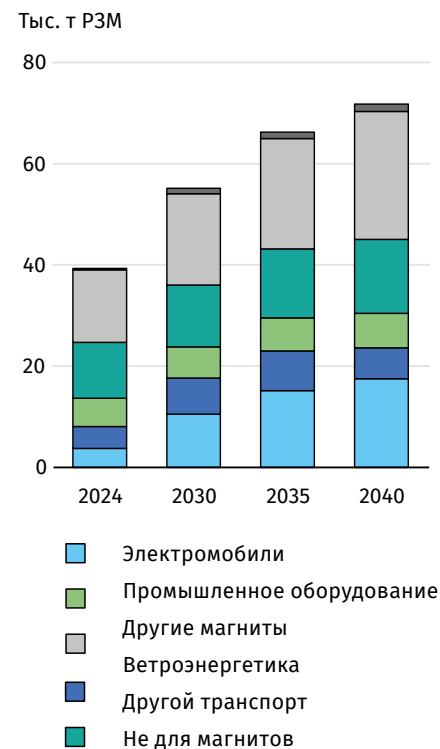
При этом высокая материалоемкость «зеленых» технологий подчеркивает необходимость сбалансированного подхода к самому энергопереходу – газ и другие традиционные источники энергии продолжают играть роль стабилизирующего фактора в период трансформации глобальной энергосистемы.



Европейский союз, основной инициатор энергетического перехода, в 2024 году принял закон о критически важных сырьевых материалах (CRMA). Он устанавливает амбициозные цели по переработке, обработке, добыче и закупке, направленные на укрепление экономики замкнутого цикла редкоземельных элементов и обеспечение стабильных поставок для удовлетворения потребностей ЕС к 2030 году, с целью семикратного увеличения к 2050 году [8].

IEA отмечает, что инвестиционные потребности для создания диверсифицированных цепочек вне Китая оцениваются в \$60 млрд до 2035 года, из которых почти половина приходится на рафинирование, а треть — на производство магнитов. Ключевым вызовом является создание предсказуемого спроса на вторичные РЗМ через мандаты по содержанию переработанного сырья, гармонизация систем ответственности производителей и развитие промышленных кластеров, где координируются добыча, рафинирование и производство магнитов.

Прогноз спроса на РЗМ для магнитов по секторам потребления



* только магнитные РЗМ (неодим, празеодим, тербий и диспрозий)

Источник: IEA

Добыча и запасы редкоземельных металлов в мире

	Добыча, тыс. т экв. оксидов		Запасы, млн т экв. оксидов
	2024	2025	
Австралия	29,00	29,00	6,30
Бразилия	0,56	2,00	21,00
Бирма	27,00	22,00	Н. д.
Вьетнам	0,30	0,15	3,50
Гренландия (Дания)	--	--	1,50
Индия	2,90	2,90	Н. д.
Канада	--	--	0,83
Китай	270,00	270,00	44,00
Мадагаскар	1,40	2,70	Н. д.
Малайзия	0,14	0,11	0,71
Нигерия	1,50	1,50	Н. д.
Россия	2,60	2,60	3,80
США	45,50	51,00	1,90
Танзания	--	--	0,89
Таиланд	2,10	4,80	Н. д.
ЮАР	--	--	0,86
Другие	1,00	0,55	Н. д.
Всего в мире	384,00	389,31	>85,29

Источник: USGS, Mineral Commodity Summaries, 2026

Источники

1. IEA. Rare Earth Elements: Pathways to secure and diversified supply chains. April 2026. <https://www.iea.org/reports/rare-earth-elements-pathways-to-secure-and-diversified-supply-chains>
2. REGlobal, How Important Are Rare Earth Elements (REEs) to the US Solar and Storage Industry? August 11, 2025 <https://reglobal.org/how-important-are-rare-earth-elements-rees-to-the-solar-and-storage-industry/>
3. McKinsey&Company, Powering the energy transition's motor: Circular earth elements, July 24, 2025, <https://www.mckinsey.com/industries/metals-and-mining/our-insights/powering-the-energy-transition-motor-circular-rare-earth-elements#/>
4. IEA. Rare earth elements 2025, 21 May, 2025 <https://www.iea.org/reports/rare-earth-elements-2025>
5. IEA. New projects, partnerships and policies are needed to address supply chain risks for rare earth elements. 08 April 2026, <https://www.iea.org/news/new-projects-partnerships-and-policies-are-needed-to-address-supply-chain-risks-for-rare-earth-elements>

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕНДЫ ИНДУСТРИИ РЗЭ



ИННОВАТОРЫ ОТЧАЯННО ПЫТАЮТСЯ СДЕРЖИВАТЬ СПРОС

Вопреки закрепившемуся издавна названию редкоземельные металлы не так уж редко встречаются в земной коре, однако они редко бывают в концентрированном виде, а также они смешаны друг с другом и другими минералами. Поэтому их так трудно обнаружить и дорого добывать. Добыча и переработка РЗЭ, содержащихся в недрах в виде тугоплавких оксидов, также сопряжены с экологическими рисками.

Другая проблема индустрии РЗМ – сложившийся высочайший уровень географической концентрации добычи и почти полная монополия переработки – в Китае. Такая концентрация создает системные уязвимости. IEA бьет тревогу, подчеркивая растущее несоответствие между ускоряющимся использованием редкоземельных элементов в широком спектре технологий и

медленными темпами диверсификации поставок в глобальном масштабе [5].

Рано или поздно эта ситуация изменится, поскольку многие страны стремятся освоить добычу и производство РЗМ. Но в настоящее время этот фактор является определяющим не только для рыночной конъюнктуры и геополитических мотивов, но и для поисков технологических решений.



В промышленных магнитных узлах, таких как магнитные подъемники, могут использоваться неодимовые магниты с силой тяги, превышающей 1000 кг (10 000 XNUMX Н) и более



Tengye

Прецизионная сборка самарий-кобальтовых (SmCo) магнитов



Arnold Magnetic Technologies

В силу вышеуказанного технологическая эволюция в отрасли редкоземельных элементов (РЗЭ) проходит по двум взаимодополняющим векторам – оптимизации цепочек предложения и снижению материалоемкости со стороны спроса.

Сырьевая монополия стимулирует гонку инноваций, в то же время каждый этап – от добычи до выпуска постоянных магнитов или иной продукции – сталкивается с фундаментальными инженерными, экологическими и инфраструктурными ограничениями. Это и формирует основные тренды развития технологий РЗЭ, в том числе в сегменте их применения для нужд энергетики.

Проблемы разделения

Первый и основной технологический барьер в развитии индустрии РЗМ сосредоточен на этапе химического разделения – этот общепризнанный факт отмечен в исследовании IEA («Rare Earth Elements»).

По причине близких ионных радиусов и схожих химических свойств РЗЭ их выделение требует многоступенчатой жидкостной экстракции с сотнями каскадов, точным контролем pH и температуры. За пределами Китая и Японии ощущается острая нехватка эмпирических данных о равновесии фаз для разных типов руд и квалифицированных гидрометаллургов, пишет IEA.

Процесс усложняется необходимостью управления естественно-радиоактивными материалами (NORM), что доводит капиталоем-



«Добыча и обогащение промышленность»

кость рафинирования до \$200 тыс. на тонну годовой мощности.

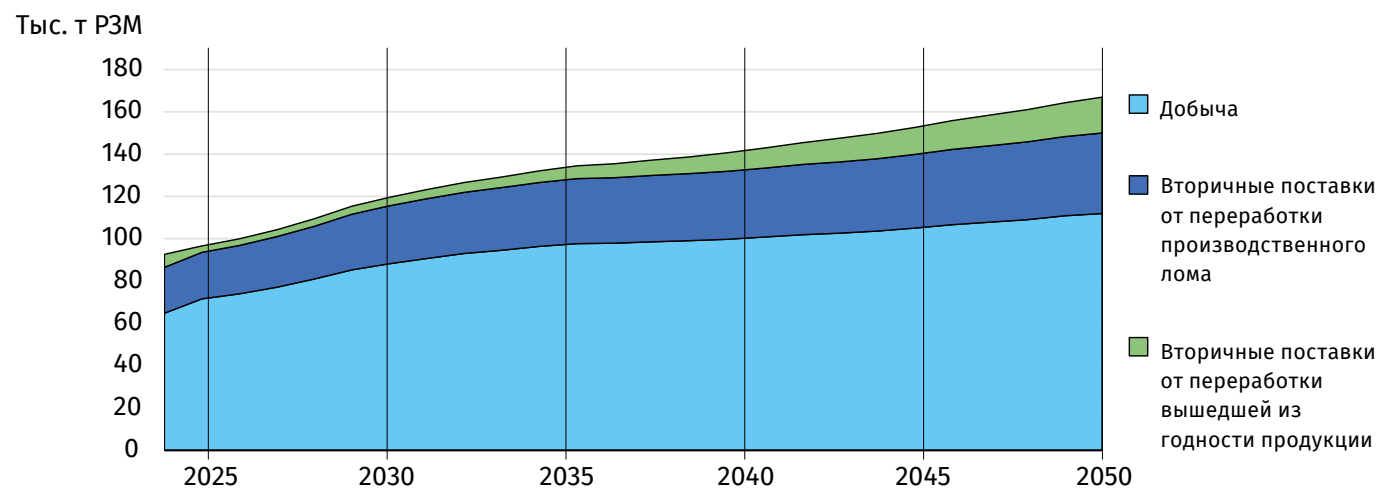
В ответ на эти вызовы внедряются биовыщелачивание ионо-адсорбционных глин, колонная экстракция RapidSX и лиганд-ассистированная хроматография, использующая твердофазные смолы для последовательного выделения ионов с меньшим расходом реагентов [1].

Технологически проблемные звенья цепочек поставок магнитных РЗМ («узкие места»)



Источник: IEA

Прогноз спроса на добычу и повторное производство магнитных РЗМ



* только магнитные РЗМ (неодим, празеодим, тербий и диспрозий)
Источник: IEA

Цифровые двойники и ИИ-модели оптимизируют режимы экстракции в реальном времени, сокращая потери реагентов и ускоряя выход на проектную мощность. Параллельно развиваются технологии селективного осаждения и мембранного разделения, способные сократить число стадий экстракции на 30–40%.

Инновации упираются также в системный дефицит специализированного оборудования. Отсутствие конкурентного рынка машин для металлургии и производства магнитов за пределами Китая создает критическое «узкое горлышко». Высокоэффективные электролизеры для получения металлов,



Струйное фрезерование неодим-магнитов

Tengye

В Миннесоте строится пилотное производство магнитов на основе нитрида железа – без использования дефицитных РЗМ



ленточные литейные машины, прессы для ориентации частиц и установки для диффузии по границам зерен либо отсутствуют, либо стоят в 5–12 раз дороже, сроки поставки достигают 3 лет. В связи с этим становятся критичными диверсификация и формирование географически скоординированных промышленных кластеров.

Меньше использовать

Еще одним ярко выраженным трендом является стремление управлять спросом на РЗМ – их дефицит подталкивает к поискам технологических решений для сокращения расхода РЗМ, повторного их использования и поиска альтернатив.

Такие инновации нацелены на смягчение ограничений предложения и геополитических рисков и могут принимать три различные формы: снижение количества тяжелых редкоземельных элементов в существующих химических составах магнитов; замена одного тяжелого РЗЭ другим, менее ограни-



ченным в предложении; разработка совершенно новых технологий, которые минимизируют или полностью исключают использование редкоземельных элементов.

Со стороны спроса фокус сместился на инженерную оптимизацию. В частности, технология диффузии по границам зерен позволяет наносить тяжелые РЗМ (диспрозий, тербий) тонким поверхностным слоем, снижая их расход на 30–50% без потери коэрцитивной силы и термостабильности.

В ветроэнергетике растет доля редукторных турбин, требующих в 10 раз меньше магнитных материалов в сравнении с установками прямого привода. Координа-

ция производителей двигателей и магнитов, реализованная в Японии после кризиса 2010 года, уже позволила сократить общее потребление РЗЭ на 30%.

Магниты другой природы

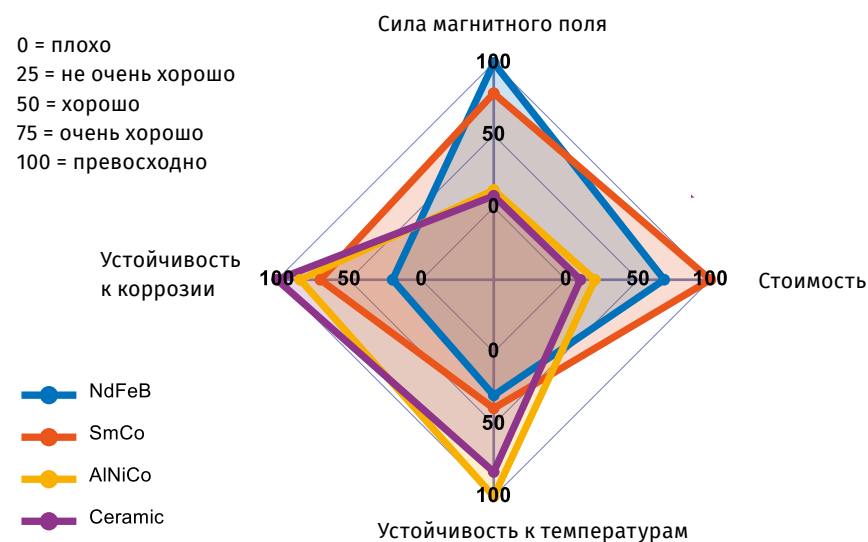
Параллельно ведутся поиски заменителей редким землям, в частности для высокопроизводительных магнитов. На самом деле редкоземельные аналоги для постоянных магнитов уже широко используются – это ферриты и сплавы AlNiCo. Однако они уступают по магнитной энергии в 5–10 раз, поэтому непригодны для тяговых приводов и ветрогенераторов на шельфе.

Перспективные магниты на основе нитрида железа (FeN) и композиты FeCo находятся на стадии пилотных проектов. К примеру, компания Niron Magnetics начала строительство завода по производству постоянных магнитов в Миннесоте с использованием технологии с FeN для автомобильной и электронной промышленности [9].

Также разрабатываются гексаферриты с наноструктурой и гибридные полимерные магниты.

Универсальной замены NdFeB пока нет, особенно для тяговых

Сравнение некоторых магнитов по основным характеристикам



Источник: Dan-Cristian Popa, Loránd Szabó. «Securing rare earth permanent magnet needs for sustainable energy initiatives»

Компьютерный «лом», чипы и обломки с содержанием РЗМ, ожидает переработки



приводов и компактных двигателей ИИ-инфраструктуры, где отказ от редкоземельных металлов возможен лишь ценой снижения КПД или роста габаритов.

Повторное использование

В качестве стратегического инструмента снижения зависимости от первичной добычи рассматривается повторное использование отходов. При грамотной политике вторичная переработка может сократить потребность в добыче РЗЭ на 35% к 2050 году, считает IEA. Сегодня основной объем вторсырья (около 75%) составляет производственный металлолом, накапливающийся на китайских магнитных заводах. Вместе с тем стремительно растет поток отработанных материалов: отслуживших свой срок электромоторов, генераторов ветряных турбин, электроники. К 2030 году Европа будет формировать до 50% мирового потока отходов от ветрогенераторов и 25% от электромобилей [1].

Технологически вторичная переработка РЗМ сегодня делится на «короткий цикл» (переплавка производственных отходов и магнитной стружки непосредственно в новые магниты) и «длинный цикл» (химическое разделение отслуживших изделий). Короткий цикл уже коммерциализован в Европе и США, где новые заводы используют водородное декрепитирование для быстрого

Использование вторичных источников редкоземельных элементов сегодня требует поиска новых решений для повышения эффективности извлечения магнитов. В этом направлении некоторые промышленные и исследовательские организации изучают целевую сепарацию (с помощью автоматизированной роботизированной разборки), объемную магнитную изоляцию (с помощью гидрометаллургии и пирометаллургии) и обработку на основе водорода (с помощью водородной декрепитации).

Другие исследуют альтернативные методы циклической переработки — например, извлечение РЗЭ из отходов горнодобывающей промышленности, остатков сжигания угля или других отходов, таких как красный шлам [3].

Многие из упомянутых технологий все еще находятся на стадии исследований и разработок или пилотных проектов и нуждаются в значительном масштабировании перед выходом на промышленный уровень. ●



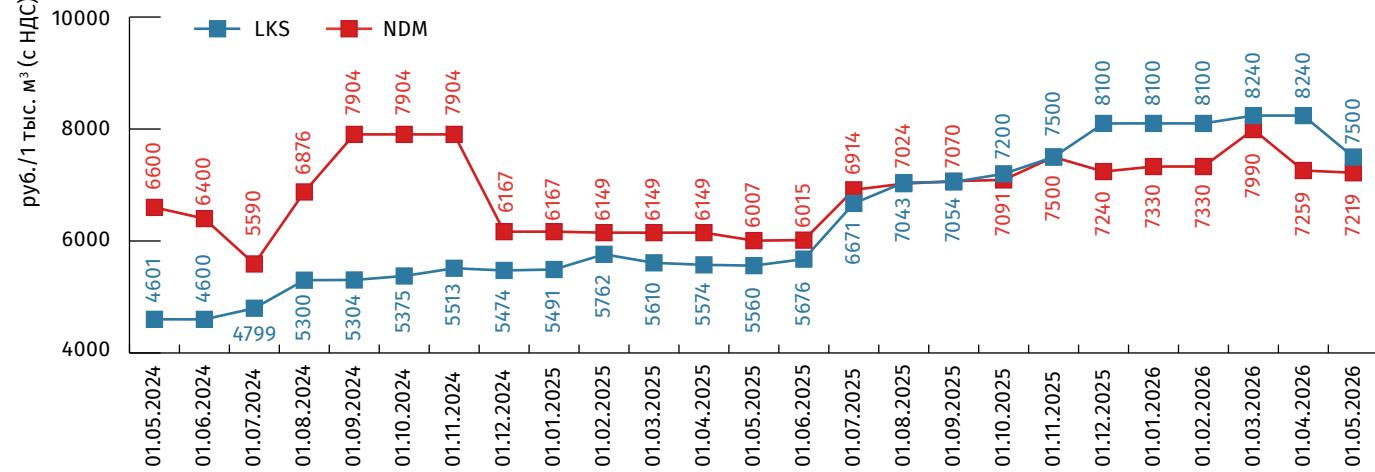
Инновационный проект по извлечению редкоземельных металлов из электронного лома в Самарской области





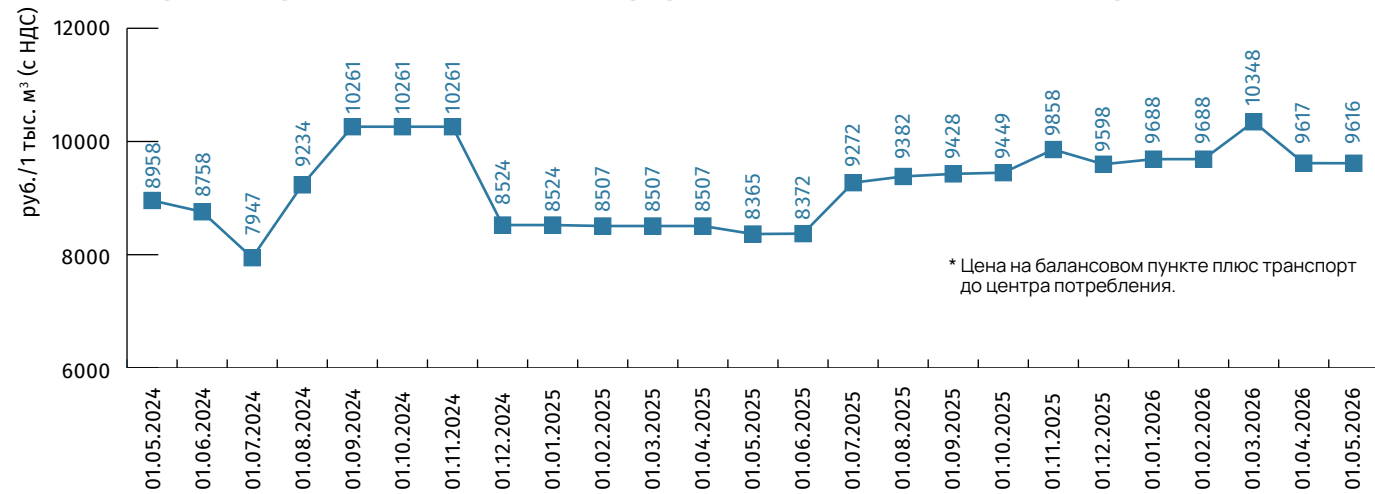
ГАЗ·БИРЖА·ЦЕНЫ

Сводные биржевые цены природного газа на балансовых пунктах Локосово и Надым



Источник: Петербургская Биржа

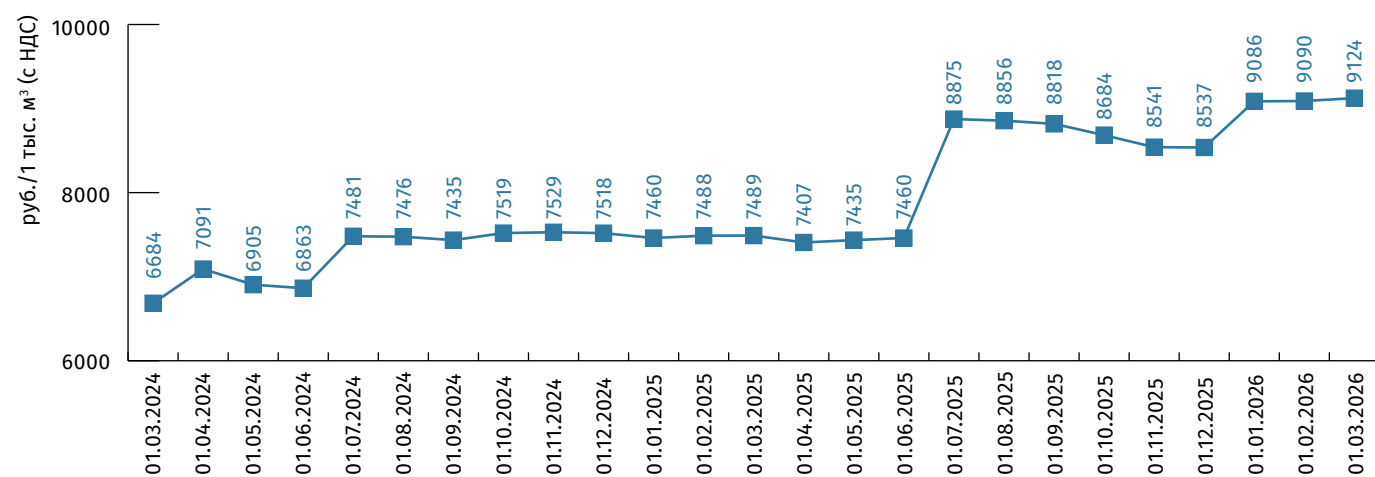
Биржевой региональный индекс природного газа для Московского региона*



* Цена на балансовом пункте плюс транспорт до центра потребления.

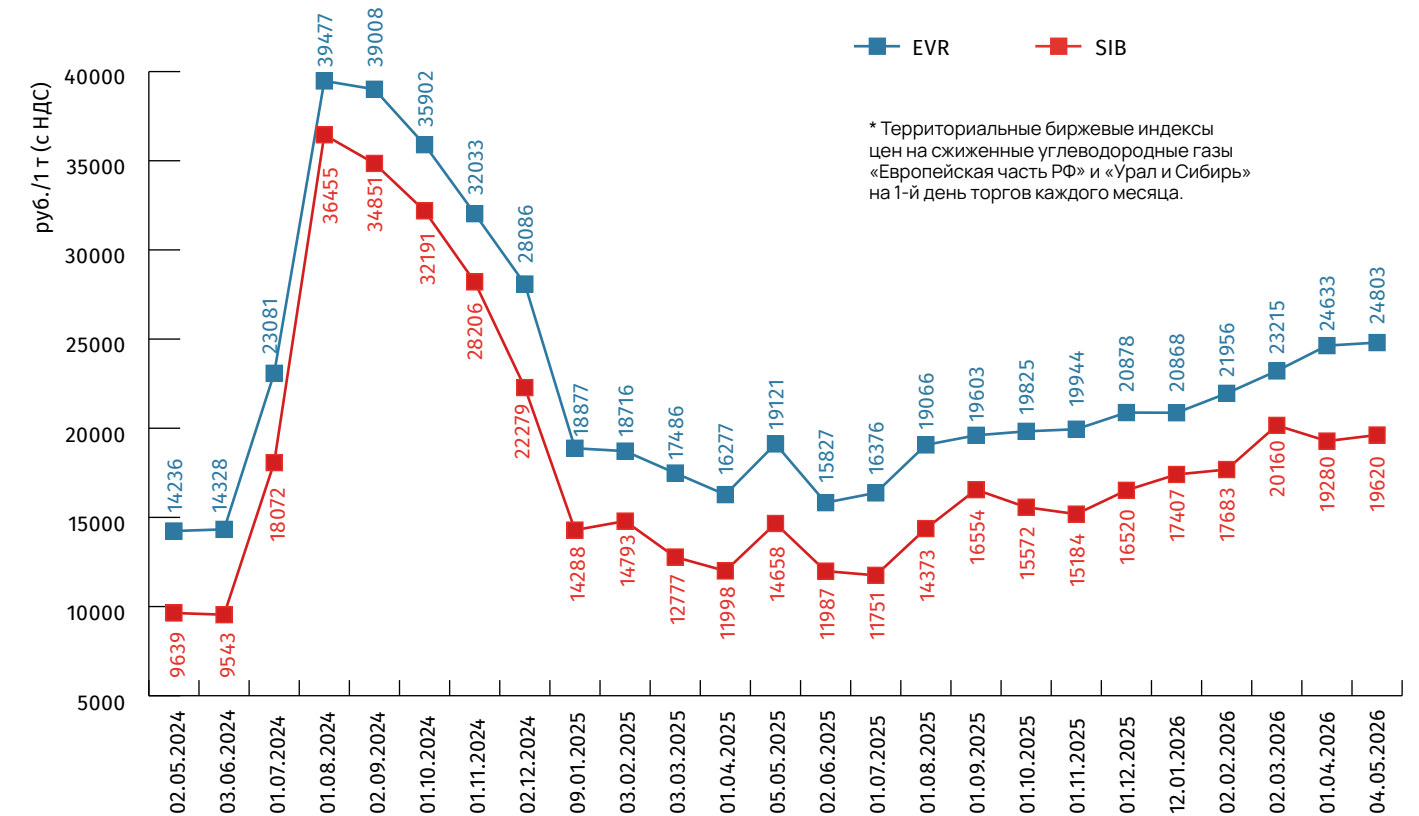
Источник: Петербургская Биржа

Внебиржевой региональный индекс природного газа для Московского региона*



Источник: Петербургская Биржа

Территориальные биржевые индексы цен СУГ*



* Территориальные биржевые индексы цен на сжиженные углеводородные газы «Европейская часть РФ» и «Урал и Сибирь» на 1-й день торгов каждого месяца.

Источник: Петербургская Биржа

Сводные цены природного газа на балансовых пунктах (БП) рассчитываются для: БП КС «Надым» и БП «622,5 км (Локосово)». Сводная цена рассчитывается ежемесячно на основе договоров с поставкой «на следующий месяц», заключенных в ходе организованных торгов в Секции «Газ природный» Петербургской Биржи. Суточный дифференциал сводной цены на БП рассчитывается ежедневно на основе договоров с поставкой «на сутки» или «на нерабочий день».

Территориальные индексы Петербургской Биржи рассчитываются для различных видов нефтепродуктов, в том числе СУГ, по трем крупнейшим внутрироссийским рынкам: Европейская часть России; Урал и Сибирь; Сибирь и Дальний Восток. Индексы рассчитываются каждый торговый день на основе Сводных биржевых цен на местах производства, которые, в свою очередь, рассчитываются на основе информации о договорах, заключенных в ходе биржевых торгов. Подробнее об индексах: https://spimex.com/markets/oil_products/indexes/territorial/

Семейство **Региональных индексов природного газа** рассчитывается для всех основных регионов потребления на территории РФ. Биржевые индексы рассчитываются ежемесячно на основе договоров с поставкой «на следующий месяц», заключенных в ходе биржевых торгов.

Внебиржевые Региональные индексы рассчитываются ежемесячно на основе информации о внебиржевых договорах, предоставленной в АО Петербургская Биржа в соответствии с требованиями постановления правительства РФ от 23.07.2013 № 623.



ГДЕ
ТОНКО,

ТАМ И РВЕТСЯ
**ПОЧЕМУ ГАЗОВЫЙ РЫНОК
ОКАЗАЛСЯ СТОЛЬ УЯЗВИМ
К КРИЗИСУ В ПЕРСИДСКОМ ЗАЛИВЕ?**

Во время нефтяных шоков 1970-х годов и танкерной войны 1980-х из Персидского залива на мировой рынок шла почти исключительно сырая нефть. Это были, по сути, монотоварные кризисы, парализовавшие мировую экономику через дефицит нефти и рост ее стоимости. С тех пор экономика залива преобразилась, и, вероятно, основное отличие кризиса 2026 года в широте товарных рынков, которые он затронул не опосредованно через нефть, а уже напрямую – от нефтепродуктов, серы, гелия,



АЛЕКСЕЙ БЕЛОГОРЬЕВ,
директор по исследованиям
Института энергетики и финансов

углекислого газа до удобрений, полимеров и алюминия. И среди наиболее пострадавших неожиданно для многих, если не для всех, оказался рынок природного газа.

Имидж природного газа в сознании большинства людей связан с его сжиганием для получения тепла и электроэнергии – будь то ТЭС, котельные или домашние газовые плиты. Но кризис 2026 года – яркое свидетельство того, что значение природного газа намного больше его прямого энергетического использования. Стало очевидно, что природный газ – фундамент длинной цепочки добавленной стоимости (азотные удобрения, полимеры, пластики, синтетические ткани и пр.)

и основа для производства многих побочных продуктов, включая такие незаменимые для многих отраслей промышленности, как гелий или сера.

Подсчет потерь

Если для рынка нефти основным содержанием кризиса весны 2026 года стало перекрытие Ормузского пролива, то для рынка газа к этому фактору добавились удары по производству СПГ в Катаре, нанесенные Ираном 2 и 18 марта с использованием беспилотников и баллистических ракет. Особенно разрушительным стал второй из них.

Нефтяная инфраструктура арабских стран Персидского залива и самого Ирана также пострадала в ходе боевых действий в марте-апреле 2026 года. Но уровень невосполнимых производственных потерь для нефтяной отрасли оказался значительно меньше, несмотря на несопоставимо большее число ударов. Нефтяная инфраструктура продемонстрировала высокую жизнеспособность. Газовую же отрасль Катара подвела избыточная концентрация и низкая ремонтпригодность объектов сжижения и компрессии газа, а также их предельная уязвимость к детонационным нагрузкам.



Газовый завод в ОАЭ

Комплекс Ras Laffan в Катаре



Впрочем, все то же самое, вероятно, справедливо и в отношении терминалов производства и регазификации СПГ в любой другой стране мира.

ТЕПЕРЬ ОЧЕВИДНО, КАКОЙ ОГРОМНЫЙ РИСК БЫЛ ЗАЛОЖЕН ИЗНАЧАЛЬНО В СПГ-ИНДУСТРИИ КАТАРА – КРАЙНЯЯ КОНЦЕНТРАЦИЯ ВСЕХ МОЩНОСТЕЙ В ОДНОЙ КОМПАКТНОЙ ТОЧКЕ

На заводах по сжижению газа, естественно, проводится ежегодное плановое техобслуживание, а также случаются аварии. Но даже когда это крупная потеря, как, например, 8-месячный про-

стой техасского завода Freeport LNG в 2022–2023 годах, то с рынка одновременно выбывает условно 15 млн тонн годовой мощности. Отгрузки СПГ из Катара в 2025 году достигали 81 млн тонн, или более 18% мирового предложения, – совсем другой масштаб. Ничего подобного на рынке СПГ еще не случилось, тем более что Катар пользовался устойчивой репутацией наиболее надежного поставщика.

Катарский СПГ производится на 14 технологически самостоятельных линиях сжижения, построенных в разное время – с 1996 по 2011 год. Однако все они расположены буквально бок о бок на небольшом участке береговой

линии у мыса Рас-Лаффан, примерно в 80 км севернее столицы страны Доха. И представляют собой, по сути, единый сверхплотный промышленный кластер с общими узлами энергообеспечения, подачи технической воды, газоподготовки и общим экспортным терминалом. Суммарная проектная мощность всех линий составляет 77 млн тонн в год, но фактическое производство в 2025 году превысило 81 млн тонн благодаря модернизации оборудования и сокращению простоев на техобслуживание (здесь и далее значения по морским отгрузкам и разгрузкам СПГ основаны на данных отслеживания судов Eikon Refinitiv и могут отличаться от оценок в других источниках, включая GIIGNL и IGU).

В зависимости от времени ввода в эксплуатацию катарские линии имеют разную мощность: 3,1 млн (1996–1998 годы), 3,3 млн (1999–2000), 4,7 млн (2004–2007) и 7,8 млн тонн в год (2009–2011). Иранские удары пришлось по двум из шести наиболее крупных линий, построенных в 2009–2010 годах, общей проектной мощностью 15,6 млн т/г. Это линии № 4 и № 6, принадлежащие совместному предприятию QatarEnergy и ExxonMobil.

Детальные данные о повреждениях не опубликованы, но предварительно речь идет о прямом

Промышленная площадка и терминалы комплекса Ras Laffan



Саад Шерида аль-Кааби

попадании ракет в теплообменные башни и компрессоры охлаждения. И они подлежат не ремонту, а замене, с чем связан длительный срок ожидаемого восстановления – от 3 до 5 лет.

Объем производства СПГ в Катаре по отдельным технологическим линиям не отражен в доступной статистике. Если исходить из проектной мощности поврежденных линий, а также того, что производство в Катаре, как уже отмечалось, превышает проектную мощность, выбить может до 16,5 млн тонн годового предложения, в том числе в 2026 году около 13,8 млн тонн с учетом устойчивой работы этих линий в январе-феврале.

Но глава QatarEnergy и по совместительству министр энергетики Катара Саад аль-Кааби заявил 19 марта, сразу после иранского удара, о выбытии в течение 3–5 лет не 15,6 млн, а 12,8 млн тонн мощностей в год, или 17% от общей установленной мощности (эти значения соответствуют друг другу, поэтому речь идет именно о проектной мощности). Это расхождение может быть связано как с недогрузкой линий к моменту атаки, так и с планами QatarEnergy по оптимизации производства. Поскольку у нас на основе открытых данных нет возможности проверить оценку QatarEnergy, в качестве допущения примем ее как более точную. А с учетом превышения проектной мощности в среднем по Катару на 5,4% в 2025 году, даже 12,8 млн т/г проектных мощностей означает потерю не менее 13,5 млн т/г, или 11,2 млн тонн в марте-декабре 2026 года.



Повреждено и заперто

Еще больший удар по предложению СПГ на рынке нанесло блокирование Ормузского пролива. Более 93% катарского СПГ отгружается за пределы Персидского залива. Внутри залива основные его поставки идут в Кувейт (5 млн тонн в 2025 году) и в незначительной мере в ОАЭ и Бахрейн (суммарно 0,3 млн тонн в 2025 году). Кувейт – единственная страна, куда в марте-апреле Катар продолжал отгрузки СПГ: были загружены и разгружены восемь танкеров общей массой груза 0,54 млн тонн. С учетом остановки производственных линий источником СПГ, видимо, были накопленные операционные запасы, по-

ПЕРЕКРЫТИЕ ОРМУЗКОГО ПРОЛИВА В СОЧЕТАНИИ С ТОЧНЫМИ УДАРАМИ ПО ПРОИЗВОДСТВАМ ОКАЖЕТ СЕРЬЕЗНОЕ ВЛИЯНИЕ НЕ ТОЛЬКО НА СПГ-ИНДУСТРИЮ ПЕРСИДСКОГО ЗАЛИВА, НО И НА ГЛОБАЛЬНУЮ ЛОГИСТИКУ ГАЗА

этому сохраняющийся экспортный ручеек мало влияет на годовое предложение СПГ.

Массовые отгрузки за пределы Персидского залива из Катара были остановлены 2 марта 2026 года. Половина загруженных в конце февраля – начале марта судов дошли до потребителей (в Индии и Пакистане)



СПГ-терминал на мысе Рас-Лаффан



в середине – второй половине апреля, воспользовавшись, видимо, короткими и хаотичными перерывами в блокировании Ормузского пролива. Но не менее двух загрузенных в тот же период танкеров так и не смогли, по состоянию на конец апреля, покинуть залив.

В любом случае суммарные отгрузки катарского СПГ в марте-апреле 2026 года составляют менее 1 млн тонн по сравнению с 14,4 млн тонн за аналогичный период 2025 года. То есть только за эти два месяца мировой рынок недосчитался около 11 млн тонн СПГ с уцелевших двенадцати технологических линий в Катаре. Каж-

дый последующий месяц блокады залива означает потерю еще до 5 млн тонн с этих линий.

Если рассматривать умеренно благоприятный сценарий, при котором работа 12 из 14 катарских линий будет полностью восстановлена с 1 июня 2026 года, то суммарно в 2026 году отгрузки катарского СПГ снизятся до 54 млн т/г, или почти на 27 млн тонн (-33,5%) к 2025 году.

К этому необходимо добавить не поврежденные, но также блокированные в Персидском заливе мощности единственного завода по производству СПГ Das Island в ОАЭ проектной мощностью 5,8 млн т/г. В отличие от катарского, он работает ниже проектной мощности:

в 2022–2024 годах отгрузки колебались на уровне 5,1–5,6 млн т/г, а в 2025 году сократились, по предварительным данным, до 4,7 млн тонн из-за роста внутреннего спроса и масштабных технологических работ. В 2026-м отгрузки с него могли бы составить около 5 млн тонн. Если исходить из того же допущения, что отгрузки будут восстановлены с 1 июня, то годовое производство упадет примерно до 3,7 млн т/г, то есть рынок недосчитается еще 1,3 млн тонн предложения СПГ. Каждый последующий месяц блокады означает выбытие с рынка еще около 0,4 млн тонн из ОАЭ.

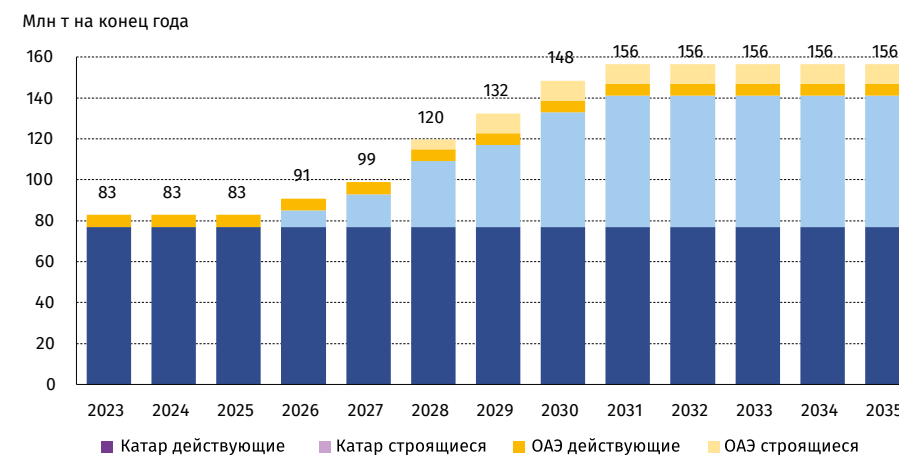
РЫНОК ГАЗА В 2026 ГОДУ ПОТЕРЯЕТ МИНИМУМ 30 МЛН ТОНН ПРЕДЛОЖЕНИЯ. БОЛЕЕ ТОГО, МНОГИЕ ПЛАНЫ ВВОДА НОВЫХ МОЩНОСТЕЙ В РЕГИОНЕ ЗАЛИВА СТАЛИ НЕВЫПОЛНИМЫ ПО СРОКАМ

В сумме выбытие предложения сжиженного газа из Персидского залива в 2026 году можно оценить на уровне не менее 28,5 млн т/г при условии, что все линии сжижения в Катаре и ОАЭ, кроме поврежденных, возобновят полноценную работу к 1 июня, что по состоянию на конец апреля 2026 года представляется оптимистичной оценкой.

СПГ-завод Das Island в ОАЭ



Рисунок 1. Планы увеличения установленных мощностей экспорта СПГ в Катаре и ОАЭ по состоянию на февраль 2026 года



Источники: оценки автора, GIGNL, Eikon Refinitiv, ЦЦИ

Срыв сроков для новых мощностей

Но и это далеко не все. Война нанесла удар не только по текущему производству Катара, но и по графику ввода его новых мощностей сжижения. А он должен был наконец начаться как раз в 2026 году.

В мире во 2-й половине 2010-х годов сложилась большая четверка производителей СПГ: Катар, Австралия, США и Россия. С 2015 по 2024 год она обеспечила 98% (!) мирового прироста мощностей СПГ. И если в 2015 году они вместе контролировали 48,5% междуна-

родной торговли СПГ, то начиная с 2022 года их доля закрепилась выше 68% и будет и дальше расти. При этом строительный бум в Австралии, будораживший мировой рынок в 2016–2019 годах, давно закончился и в силу ресурсных ограничений не возобновится.

У оставшейся же тройки лидеров амбиции по приросту экспортных мощностей бьют через край, что прямо вело мировой рынок СПГ к перепроизводству. Тем более что на фоне высокого спроса и резкого роста цен на СПГ после 2021 года начался меньший по масштабу, но все же весьма заметный производственный бум

Рисунок 2. Суммарное изменение установленных мощностей по экспорту СПГ в Катаре и ОАЭ



Источники: оценки автора, GIGNL, Eikon Refinitiv, ЦЦИ

и в других странах – Канаде, Мексике, Нигерии, Папуа – Новой Гвинее, Мозамбике, Республике Конго и в тех же ОАЭ.

По сути, на рынке СПГ в 2020–2030-е годы сформировались три основных конкурента, амбиции которых прямо сталкиваются друг с другом. Это США, Россия и Катар. Позиции России Соединенные Штаты под предлогом украинского конфликта активно сдерживают санкциями. Но с Катаром бороться такими методами США не могли, поскольку он их ближайший союзник. И здесь невероятно кстати случилась война с Ираном и удивительно прицельные удары Ирана по производственным мощностям Катара.

Катарская «птица» была подбита на взлете. Планировалось, что только до конца 2028 года страна увеличит свою общую установленную мощность на 41%. Это 32 млн т/г из примерно 141 млн т/г (23%), которые должны были быть введены в эксплуатацию в мире в 2026–2028 годах. Всего до 2030–2031 годов включительно Катар планировал запустить в том же Рас-Лаффане 8 новых производственных линий по 8 млн т/г каждая, то есть суммарно 64 млн т/г.

Еще до начала войны в заливе сроки ввода новых линий в Катаре постепенно сдвигались вдале, в основном по технологическим причинам. Запуск первой линии первоначально планировался еще в конце 2023 года, но по состоянию на февраль 2026-го перенос срока составлял уже три года – он ожидался в 4-м квартале текущего года. В середине 2027-го планировалось запустить вторую линию, а в начале 2028-го – третью.

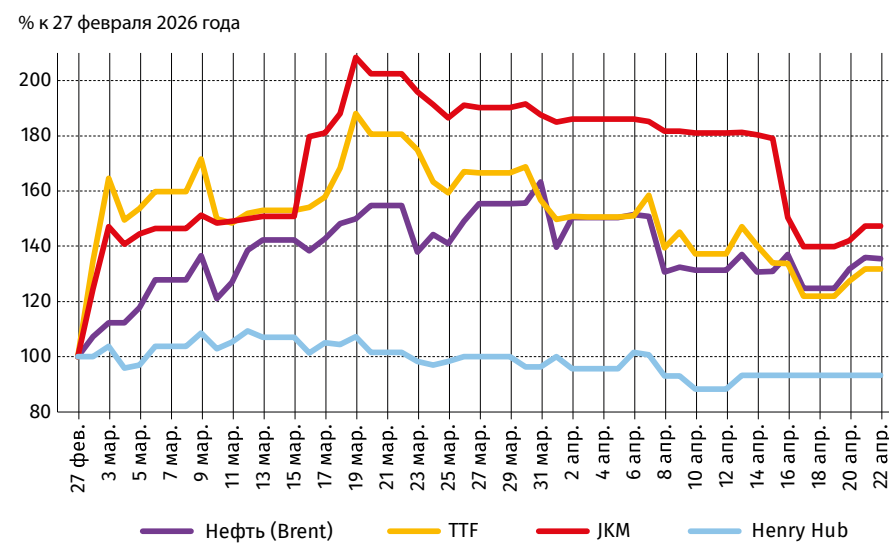
На данный момент речь может идти о запуске первой линии только в 4-м квартале 2027 года. Задержка обусловлена текущей остановкой строительства, срывом сроков поставок оборудования и комплектующих, массовым исходом иностранных инженеров и строительных рабочих,

необходимостью расконсервации стройки (чистки от песка, проверки коррозии швов и пр.) и отвлечением внимания и ресурсов на восстановление работы поврежденных имеющих линий. При благоприятных условиях полноценное строительство может возобновиться только осенью 2026 года, что связано также с сезонным фактором – с июня по сентябрь из-за экстремально жаркой погоды в регионе действуют ограничения на проведение строительных работ, это полумертвый сезон для строительной отрасли.

В целом сдвиг сроков ввода всех новых линий в Катаре пока можно оценить в один год. Аналогичная задержка ожидается и в ОАЭ, где новые мощности планировалось ввести в эксплуатацию в два этапа в 2028–2029 годах. С учетом выбытия мощностей катарских линий 4 и 6 пиковое изменение придется на 2028 год.

КАТАР ПОЧТИ ВСЕЙ СВОЙ СПГ ЭКСПОРТИРУЕТ ПО ДОЛГОСРОЧНЫМ КОНТРАКТАМ. ВЫБЫВШИЙ ОБЪЕМ СЕЙЧАС ПЕРЕКЛАДЫВАЕТСЯ НА СПОТОВЫЙ РЫНОК, ЧТО СРАЗУ ВЗВИНЧИВАЕТ ЦЕНЫ

Рисунок 3. Изменение спотовых цен на газ и нефть в марте-апреле 2026 года



Источники: оценки автора, Eikon Refinitiv, EIA

В 2025 году морские отгрузки СПГ в мире достигли 437 млн тонн (+7% г/г) без учета реэкспорта из стран-импортеров. Из данного объема международная торговля, за вычетом собственных поставок на внутренние рынки стран-производителей (главным образом в Индонезии), составила около 430 млн тонн. При этом на рынке сохранялся небольшой дефицит предложения – последнее можно оценить в 433 млн тонн. В 2026 году, по оценкам ИЭФ и ЦЦИ, ожидался рост предложения СПГ до 470 млн

тонн, в 2027-м – до 503 млн тонн и формирование умеренного профицита. Кризис в Персидском заливе вернул рынок СПГ вновь в состояние дефицита, который затянется до конца 2027 года. Лишь в 2028 году возможно насыщение рынка и формирование избытка.

Ценовые качели

Дополнительной проблемой стало то, что Катар – один из самых консервативных поставщиков в мире: 90% экспорта, по данным на 2024 год, все еще приходилось на долгосрочные контракты длительностью более 5 лет. Для сравнения, у США в 2024 году таких было только 40%. Это означает, что даже недолгий срыв графика отгрузок из Катара заставляет покупателей, обычно полагающихся на долгосрочный контракт, срочно выходить на спотовый рынок, что сразу взвинчивает спотовые цены.

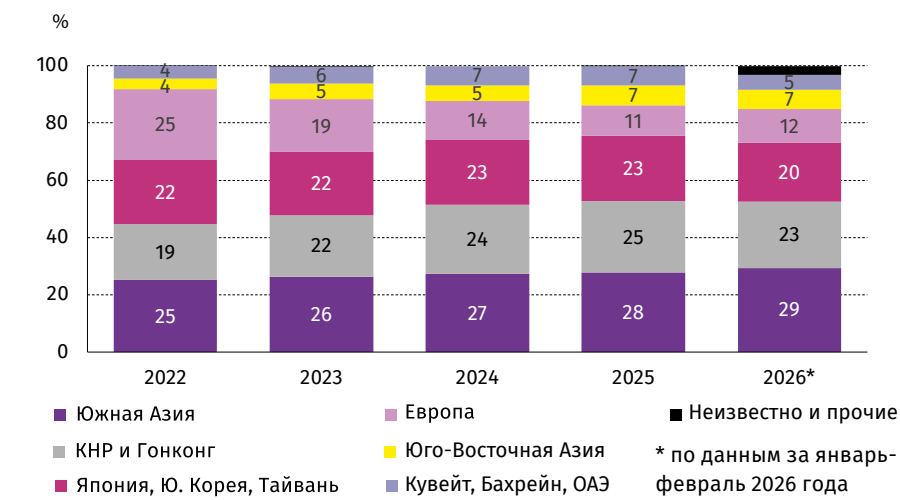
Рост цен на газ в марте-апреле 2026 года существенно сдерживался сезонным фактором – отопительный сезон в северном полушарии к началу войны уже завершился и началось межсезонное сокращение спроса. Если бы не это, реакция была бы более острой.

На рынке газа наблюдался резкий рост спотовых цен в январе

газовая зависимость Европы от Персидского залива относительно невелика.

Наиболее сильно от катарского газа зависят страны Южной и Восточной Азии. В 2025 году на Катар пришлось 99% всех морских поставок СПГ в Пакистан, 60% в Бангладеш и 46,5% в Индию. В Юго-Восточной Азии катарский газ менее популярен, но он доминирует в Сингапуре (47%). В Восточной Азии от него больше всего зависят Тайвань (34% импорта СПГ), Гонконг (32,5%) и КНР (29%).

Рисунок 4. Структура морских отгрузок СПГ из Катара по направлениям поставок



Источники: оценки автора, Eikon Refinitiv

2026 года из-за погодных условий (в Европе январь выдался самым холодным с 2010 года) и низких запасов в подземных хранилищах ЕС. Но к середине февраля этот ценовой «пузырь» сдулся. И к началу войны в Персидском заливе спотовые цены на газ были выше начала года лишь на 11%, тогда как цены на нефть – на 16%.

Но в первые дни войны реакция рынка газа была болезненной. На локальном пике 3 марта 2026 года спотовые цены на газ увеличились (к уровню 27 февраля) на 65% в Европе и на 47% в Азии, а цены на нефть – лишь на 12%.

Пикового значения цены на газ в Азии и Европе достигли 19 марта – на следующий день после разрушительного иранского удара по Рас-Лафгану. Существенное снижение цен наметилось лишь в середине апреля на фоне завершения активных боевых действий и крайне ограниченного, но все же возобновления движения судов-газовозов через Ормузский пролив. Продолжает сказываться также и отмеченный выше сезонный фактор.

Если в первые дни войны спотовые цены в Европе реагировали на кризис острее азиатских, то начиная с середины марта азиатские индексы устойчиво и существенно

превышают их. На локальном пике 10–15 апреля азиатская ценовая «премия» (JKM к TTF) достигала 25–27%. Основной причиной является структура поставок СПГ из Катара и ОАЭ. Больше 82% поставок из Катара приходится на азиатский рынок. В 2025 году поставки из Катара в ЕС составили лишь около 8,3 млн тонн (8% импорта ЕС), в Великобританию – еще около 0,6 млн тонн. ОАЭ после 2023 года ничего в Европу не поставляют. В Турцию поставок в последние годы тоже нет. То есть прямая

Хрупкость рынка

В отличие от нефти, у рынка газа не было до 2026 года опыта «танкерной войны» и в целом проблем с Персидским заливом. Напротив, Катар, ОАЭ и Оман как поставщики считались образцом надежности. Все геополитические кризисы вокруг газа последних десятилетий касались трубопроводного газа, чаще всего поставок и транзита российского газа в Европу. Рынок СПГ не привык к таким потрясениям.

Отчасти по этой причине, но во многом в силу технологических ограничений на рынке СПГ нет сопоставимых с рынками нефти и нефтепродуктов коммерческих





запасов и совсем отсутствуют стратегические. По сути, рынок работает с минимальными складскими запасами в танкерах, на заводах по сжижению и регазификационных терминалах. И их основная задача – поддержание непрерывного технологического процесса отгрузок и разгрузок СПГ.

Для нефти и нефтепродуктов норматив IEA по запасам, как известно, составляет не менее 90 дней чистого импорта, и большинство стран ОЭСР, в том числе страны ЕС, на начало 2026 года его выполняли. Общая емкость хранения СПГ в ЕС составляет, по данным GIE, всего 12 суток чистого импорта, если отталкиваться от

средних значений за февраль 2026 года. На начало марта 2026 года запасов СПГ в ЕС хватало менее чем на 7 суток чистого импорта, резервуары были заполнены лишь на 54%, что является даже высоким сезонным уровнем.

ГАЗОВАЯ ИНФРАСТРУКТУРА В ЕВРОПЕ, ДА И В ДРУГИХ РЕГИОНАХ МИРА ТОЖЕ, ОРИЕНТИРОВАНА В ОСНОВНОМ НА СЕЗОННЫЕ КОЛЕБАНИЯ СПРОСА И НЕ ПРЕДУСМАТРИВАЕТ ДОЛГОСРОЧНОГО ХРАНЕНИЯ СТРАТЕГИЧЕСКИХ ЗАПАСОВ НА СЛУЧАЙ ПЕРЕБОЕВ ПОСТАВОК

Дополнительно все это усугублялось истощенными запасами и в подземных хранилищах ЕС: к началу марта в них оставалось менее 30% мощности активного газа против 37% в 2025 году и 62% в 2024-м. Это породило дополнительную чувствительность к любым сбоям в поставках. Поэтому незапланированная остановка производства в Катаре даже на несколько суток в этих условиях стала совсем не заурядным событием.

Также к началу войны в мире почти отсутствовали реальные свободные мощности сжижения, за исключением российских заводов, находящихся под санкциями США. Профицит, о котором шла речь выше, лишь начинал складываться, и баланс на рынке был околоулевым.

Последствия для рынка морских перевозок

На фоне кризиса в Персидском заливе относительно незаметным осталось повреждение 3 марта 2026 года в Средиземном море российского газовоза Arctic Metagaz. Между тем это первая в истории успешная военная атака на СПГ-танкеры, хотя они ходили



по морям к тому моменту уже 67 лет – с 1959 года.

Строго говоря, самым первым случаем была неудачная попытка атаки на испанский газовоз Galicia Spirit в октябре 2016 года в Баб-эль-Мандебском проливе, до сих пор нет единой версии, кто именно за нее ответственен. Но тогда нападавшие использовали ручной противотанковый гранатомет, стреляя с моторной лодки, и не смогли пробить внутренний танк с газом. Судну потребовался доковый ремонт, но ни система охлаждения, ни сами емкости с СПГ не пострадали.

В этот раз судно было атаковано украинскими морскими дронами с побережья Ливии (это официальная российская версия, подтверждаемая международными оценками; Украина прямо не подтвердила, но и не опровергла свое участие). В первые дни были сообщения, что Arctic Metagaz утонул, но вскоре выяснилось, что он остается на плаву, находится в критическом состоянии и бесконтрольно дрейфует по Средиземному морю. Власти Ливии официально объявили судно «экологической и навигационной угрозой» и просят все корабли соблюдать дистанцию не менее 5 миль от

него. Попытки его буксировки к берегу пока не удаются.

23-летний Arctic Metagaz (IMO 9243148), часть крошечного «теневого» флота завода «Арктик СПГ 2», совершал всего свой третий рейс от перевалочного пункта «Саам СПГ» в Баренцевом море в китайский порт Бэйхай. Первые два рейса, судя по всему, он шел длинным путем, огибая мыс Доброй Надежды, а в этот раз решил рискнуть и пошел к Суэцкому каналу. Но не дошел. На борту было 58 тыс. тонн СПГ.

Судно это, в отличие от многих российских нефтяных танкеров, было «российским» во всех смыслах – шло под российским флагом (с апреля 2025 года), управлялось петербургской компанией и всю команду составляли, по данным СМИ, граждане России.

Не считая газовозов ледового класса «Кристоф де Маржери» и нового «Алексея Косыгина», всю логистику «Арктик СПГ 2» обеспечивали на начало 2026 года лишь 8 газовозов, из них на Arctic Metagaz приходилось 10% мощности. Так что это крупная утрата. Рынок газовозов несопоставимо меньше рынка нефтеналивного флота, и каждое судно здесь почти «на вес золота».

ЛОГИСТИКА СПГ РАНЕЕ ПОЧТИ НЕ СТАЛКИВАЛАСЬ С УГРОЗАМИ В МОРЕ, С КОТОРЫМИ ЗНАКОМЫ НЕФТЯНЫЕ ТАНКЕРНЫЕ ПЕРЕВОЗКИ

Атака на Arctic Metagaz наряду с долгосрочными рисками безопасности судоходства в Персидском заливе, Ормузском и Баб-эль-Мандебском проливах – беспрецедентный вызов для рынка фрахта и страхования СПГ-танкеров. Если даже Средиземное море («внутреннее озеро» НАТО) стало зоной беспрепятственного морского пиратства, то безопасных и дешевых маршрутов в мире не осталось. Если дронами можно потопить российский газовоз, то можно и любой другой – прецедент создан.

Наверняка подорожает и стоимость строительства газовозов – в их конструкцию придется вносить усиленную защиту корпуса по ватерлинии, гася энергию взрыва, и увеличивать балластную устойчивость, чтобы обеспечить выживаемость. Это неизбежно ведет к увеличению веса судна, а значит, к снижению его полезной нагрузки и увеличению расхода топлива.

Крупнейшими судостроителями (HD Hyundai, Hudong-Zhonghua и др.) уже обсуждается включение в стандартную комплектацию газовозов систем РЭБ, оптико-электронных станций, лазерных радаров и даже дистанционно управляемых пулеметных модулей с ИИ-радары для обнаружения низкопрофильных целей (возвышающихся над поверхностью воды обычно в



▲ Газовоз Galicia Spirit был атакован пиратами в 2016 году
▼ Газовоз Arctic Metagaz до инцидента 2026 года

Атаки на газовозы, особенно недавняя, разрушительная для Arctic Metagaz, вынудят судостроителей предусматривать риски, что приведет к удорожанию судов и, соответственно, всей логистики глобальной СПГ-индустрии



пределах 80 см). Все это попутно ведет к увеличению сроков проектирования и постройки судов.

Газовозы с российским грузом, вероятно, будут вынуждены избегать маршрута через Средиземное море в Суэцкий канал. Это означает, что один рейс (туда-обратно) вместо 60 будет занимать 80-90 суток и средняя оборачиваемость судна от Мурманской области до Бэйхая снизится с 6 до 4 рейсов в год. Это усугубляет и без того острый дефицит флота и снижает привлекательность мурманской перевалки в Китай, на которую в последние месяцы «Арктик СПГ 2» делал ставку, поскольку это в три раза увеличивало оборачиваемость еще более дефицитных судов ледового класса Arc7.

Последствия для спроса

Купировать дефицит СПГ, созданный в 2026–2027 годах кризисом в Персидском заливе, с помощью альтернативного предложения маловероятно. На рынке СПГ традиционно высок процент незадействованных мощностей, в отдельные годы он доходил до 15–20%. Но во многом это связано с временным лагом: новые мощности, формально уже учитываемые в балансе, не сразу и не в полном объеме начинают коммерческие отгрузки. Но целый ряд заводов действительно работает не на полную мощность в силу прежде всего проблем с поставками сырья (из-за снижения добычи или опережающего роста внутреннего спроса), а также аварийными остановками, санкциями и пр.

БЫСТРО СГЛАДИТЬ ДЕФИЦИТ СПГ МОГЛА БЫ ДОЗАГРУЗКА НЕЗАДЕЙСТВОВАННЫХ МОЩНОСТЕЙ, КОТОРЫЕ ЕСТЬ У РОССИИ, НО СНЯТИЕ САНКЦИЙ КРАЙНЕ МАЛОВЕРОЯТНО

В 2025 году лидерами по недозагрузке установленных мощностей были Алжир, Россия, Египет, Нигерия, Индонезия, Тринидад и Тобаго



и Малайзия. Только в случае России проблемы связаны с внешними ограничениями, во всех остальных – причина в недостатке сырья, который чаще всего носит хронический характер, поэтому производство вяло реагирует или вообще не реагирует на рост спотовых цен.

Таким образом, возможности дозагрузки действующих мощностей крайне ограничены. В основном они есть у России в случае снятия санкций США и ЕС, но маловероятно, что они на это пойдут. Ускоренное введение уже строящихся новых мощностей сжижения также маловероятно в силу технологических ограничений.

По этой причине ключевым механизмом сглаживания дисбаланса на рынке в 2026–2027 годах, по нашей оценке, будет, как и в 2022–2024 годах, сжатие спроса, особенно в азиатских странах. Европа, готовая к более высоким спотовым ценам, будет вновь «перетягивать одеяло» на себя, чтобы восполнить истощенные запасы в ПХГ и подготовиться к эмбарго на российский СПГ в ЕС с 1 января 2027 года.

В результате только в 2026–2027 годах мировое потребление газа может оказаться по меньшей мере на 40 млрд м³ за период меньше ожидавшегося спроса – только в силу дефицита СПГ, даже без учета дополнительного негативного эффекта от роста спотовых и контрактных цен (последние начнут расти во 2-м полугодии 2026

года вслед за стоимостью нефти и нефтепродуктов).

В отличие от Европы, во многих азиатских странах остается возможность замещения газа углем в электроэнергетике. Но отрасли промышленности, где газ используется как сырье, в частности, для производства азотных удобрений, столкнется, очевидно, с вынужденным сокращением производства.

Ситуация со спросом и предложением настолько неопределенная, что в обзоре рынка газа за 2-й квартал 2026 года, опубликованный 24 апреля, IEA вопреки традиции отказалось от развернутой публичной оценки на 2026 год. В предыдущем обзоре от января 2026 года агентство прогнозировало рост мирового спроса на газ в 2026 году на 85 млрд м³, или 2% г/г.

Последствия кризиса в Персидском заливе для спроса выходят, на наш взгляд, далеко за рамки 2026–2027 годов. Кризис пришелся на момент, когда спотовые цены на газ должны были перейти к долгосрочному снижению, что повышало конкурентоспособность газа в энергетической конкуренции и в качестве «переходного топлива» в процессе декарбонизации. До этого начиная со 2-й половины 2021 года международная торговля газом функционировала в условиях хотя и волатильных, но в целом высоких спотовых цен, не приемлемых для многих потенциальных потребителей.

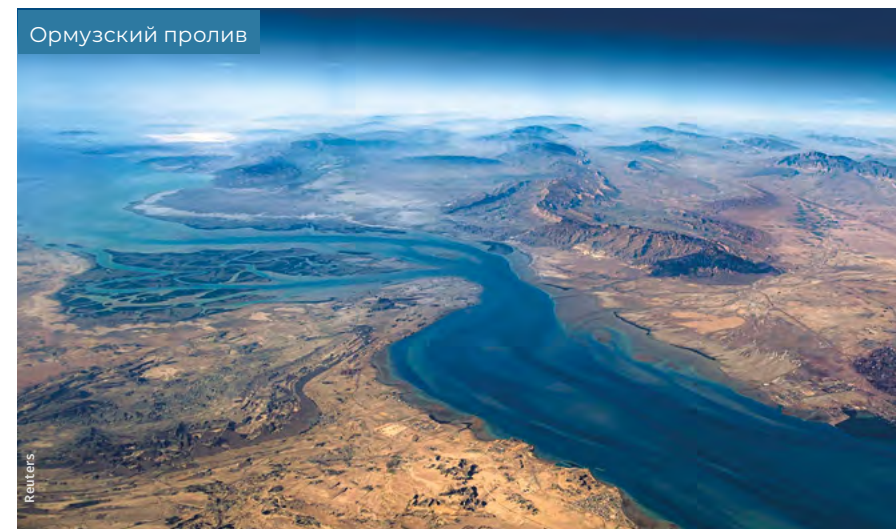
Затягивание этого периода еще по меньшей мере на два года будет подталкивать их к отказу от газа в пользу других альтернатив, прежде всего дополнительных инвестиций в солнечную и ветровую генерацию, и без того бурно растущую во многих азиатских странах.

На газовом рынке кризис в Персидском заливе наложился на все еще незавершенный кризис, вызванный экономически иррациональным отказом Европы от российского трубопроводного газа. Искусственный дефицит газа в ЕС, вызванный разрывом российско-европейских энергетических связей, привел к резкому росту европейского спроса на СПГ, создав дефицит предложения газа в 2022–2025 годах. Рынок СПГ стал для Европы «спасательной лодкой» в этот период, но теперь и она получила большую пробоину.

Если бы российский трубопроводный газ оставался в Европе, а российский экспорт СПГ не был ограничен санкциями, перебои с поставками катарского газа в 2026–2027 годах имели бы весьма ограниченный эффект для рынка. Драматичность и глубину происходящему придает именно резонанс двух кризисов разной природы, создавших кумулятивный эффект, когда один кризис обостряет другой.

Прочь из тихой гавани

Газовый рынок, повторимся, в отличие от нефтяного, не готовился к происходящему форс-мажору. Удар по нему пришелся оттуда, откуда его совсем не ждали. Персидский залив считался на рынке СПГ чем-то вроде «тихой гавани», а Катар и ОАЭ как поставщики – образцами надежности и предсказуемости. Катар годами успешно монетизировал этот репутационный капитал, добиваясь эксклюзивных контрактных условий – и по цене, и по длительности контрактов, и по ограничениям на



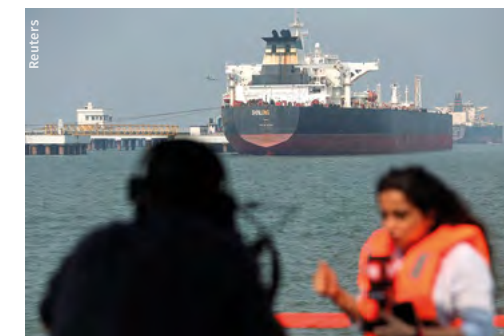
перепродажу газа. Это был единственный крупный производитель в мире, у которого доля долгосрочных контрактов (свыше 5 лет) в продажах еще в 2024 году составляла 90%. У всех остальных она колеблется в основном в диапазоне 40–75%.

Поэтому основное долгосрочное последствие кризиса 2026 года – подрыв доверия к Катару, ОАЭ и, возможно, также к соседнему Оману в качестве якорных поставщиков.

КАТАР И ОАЭ ВСЕГДА БЫЛИ САМЫМИ НАДЕЖНЫМИ ПОСТАВЩИКАМИ СПГ НА МИРОВЫЕ РЫНКИ. УТРАТА ЭТОЙ РЕПУТАЦИИ УДАРИТ НЕ ТОЛЬКО ПО НИМ, НО И ПО ВСЕМУ РЫНКУ

Для большинства импортеров СПГ в мире характерна высокая диверсификация источников поставок. Не класть все яйца в одну корзину – это кредо данного рынка. Кризис 2026 года, очевидно, эту тенденцию только усилит, и почти все азиатские страны постараются снизить свою зависимость от стран залива.

Для Катара это вдвойне плохая новость с учетом отмеченных выше масштабных планов ввода новых мощностей (+83% к уровню 2025 года). Из них, по разным оценкам, законтрактовано пока только около 40–45%, в основном КНР и Индией. Чтобы найти



покупателей на остальное, Катару теперь придется постараться, в том числе предлагая более низкие цены и гибкие контрактные условия. Схожие проблемы будут и у ОАЭ, которые намереваются увеличить к 2030 году свои годовые мощности на 9,6 млн тонн, то есть в 2,6 раза к мощностям 2025 года.

Пострадает ли Европа?

Как уже отмечалось, Европа в целом мало зависела от поставок СПГ из Персидского залива и в основном ориентирована на рост поставок СПГ из США как основного источника восполнения и увеличения импорта. Поэтому основная проблема для нее не столько дефицит газа, сколько рост спотовых цен – из-за особенностей европейского ценообразования цены для потребителей значительно больше зависят от конъюнктуры спотового рынка, чем в среднем в Азии.

ЕС закончил отопительный сезон с запасами активного газа в ПХГ



Приемный СПГ-терминал в Зебрюгге, Бельгия

на уровне 29 млрд м³ по сравнению с 35 млрд м³ 2025 году и 61 млрд м³ в 2024-м. Это означает, что до 1 ноября даже для достижения далеко не выдающегося результата прошлого года (86 млрд м³) нужно закачать в хранилища на 6 млрд м³ больше, чем годом ранее. Больше Евросоюз закачивал только в аномальный 2022 году. Это само по себе вызов.

Война в Персидском заливе создала дополнительную проблему в виде роста цен. Дело даже не в самом уровне цен, а в том, что следующей зимой цены могут оказаться ниже, чем в апреле-октябре, что ломает здоровую экономику ПХГ: закачивать газ, когда он дешевле, чтобы потом продать дороже. На практике, вопреки нормативам ЕС, энергетические компании и трейдеры скорее всего весьма вяло начнут сезон закачки, и потребуются решительные действия правительств, чтобы их стимулировать. В конечном счете это создает риск накопления еще меньших запасов к зиме 2026/2027 годов, чем было этой зимой со всеми рисками для прохождения отопительного сезона.

Многое также зависит от выработки ветровой и гидрогенерации. В 2025 году именно их снижение привело к росту производства газовой генерации в ЕС на 8,6% г/г, показав лучший результат с 2022 года. Этому также способствовало временное увеличение использования газа в Испании для регулирования напряжения в сети после блэ-

аута 28 апреля 2025 года. В 2026-м эти факторы, вероятно, перестанут действовать, и рост спроса на газ зависел бы от снижения цен, которое не произошло. Если цены в ближайшие месяцы останутся высокими, это ударит по востребованности ТЭС. На розничном рынке, если кризис затянется до летнего пика потребления электроэнергии, возможно возвращение отдельных стран ЕС к субсидиям на электроэнергию со стороны государства по аналогии с 2022–2023 годами.

Выгоды и риски для России

Нарастить в 2026 году поставки российского СПГ дополнительно относительно докризисных ожиданий, по нашей оценке, возможно в пределах 2–3 млн т/г за счет дозакладки завода «Ямал СПГ»: на большее не хватит доступного флота, не говоря уже о рисках вторичных санкций для покупателей. Но даже такой рост пока не гарантирован.

Однако долгосрочные положительные последствия для России намного превышают краткосрочные выгоды от роста цен и увеличения поставок. В пылу украинского кризиса многие забыли, что, начиная с нефтяных шоков 1970-х, именно советский, а затем постсоветский энергетический экспорт (Россия, Казахстан и Азербайджан) страховал мировой рынок от проблем в Персидском заливе.

Поэтому любые перебои в поставках из Персидского залива и сомнения в их долгосрочной надежности – это прямое стимулирование спроса на российские сырьевые товары и их производные: помимо углеводородов это аммиак, карбамид, гелий, алюминий, полимеры и отчасти сталь. Причем основное воздействие будет не быстрым: и российское производство медленно реагирует на изменение конъюнктуры, и потребителю не так просто пересмотреть свою импортную корзину. Кроме того, раньше Россия, в том числе на рынке газа, «страховала» преимущественно соседнюю Европу, а теперь – Азию, что означает совсем иную логистику, особенно учитывая санкционное давление.

ПРОБЛЕМЫ ПЕРСИДСКОГО ЗАЛИВА ТЕОРЕТИЧЕСКИ ПОВЫШАЮТ СПРОС НА РОССИЙСКИЕ УГЛЕВОДОРОДЫ, НО РЕАКЦИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ НЕ БУДЕТ БЫСТРОЙ

Россия – наиболее очевидный дополнительный источник предложения газа в мире. Но быстро нарастить поставки можно только в Европу, а страны ЕС явно не намерены пересматривать свое решение об эмбарго. Заметное увеличение поставок СПГ потребует нескольких лет существенных усилий – по устранению дефицита флота, особенно газовозов ледового класса, и завершению строительства хотя бы начатых линий («Усть-Луга СПГ» и 3-я очередь «Арктик СПГ 2»).

Смягчение ограничений со стороны США, как уже отмечено, пока выглядит маловероятным, поскольку российский СПГ выступает прямым конкурентом новым СПГ-заводам в Мексиканском заливе и сдерживать его рост США объективно выгодно. На рынке нефти такого выраженного экономического интереса к снижению российского экспорта у США нет.

Еще одним непрямым, но важным последствием кризиса

Для наращивания мощностей СПГ России потребуется несколько лет больших усилий



в Персидском заливе может стать рост заинтересованности КНР в российском трубопроводном газе, включая реализацию проекта «Сила Сибири 2».

А что с экспортом самого Ирана?

Доступные сейчас трубопроводные маршруты поставок российского газа работают почти на максимуме. Дополнительный (сверх докризисных ожиданий) рост возможен в основном в Турцию, если она лишится части или всего иранского газа: на Иран в 2025 году приходилось 13,5% турецкого газового импорта. Иран ранее уже не раз прерывал поставки газа в Турцию из-за террористических актов со стороны курдов или чаще просто в силу дефицита на внутреннем рынке, который в Иране носит глубокий и хронический характер, особенно в зимние месяцы. В 2025 году Иран, по данным EPDK, поставил в Турцию 7,8 млрд м³. Российский экспорт в Турцию намного больше – 21,2 млрд м³ в 2025 году, но он стагнирует уже несколько лет. Кризис в Персидском заливе открывает редкий шанс его существенно нарастить.

Для самого Ирана природный газ – настоящая «кровь» экономики, на него приходится почти 70% потребления первичных источников энергии (выше только в Катар, Омане, Туркмении,

Узбекистане и Тринидаде и Тобаго) и более 85% электрогенерации – невероятно высокая величина по мировым меркам. В России, одном из лидеров по газоемкости экономики, для сравнения эти показатели, согласно международной статистике, составляют 45% и 54% соответственно. При этом газовая инфраструктура Ирана, особенно перерабатывающие и транспортные мощности, как оказалось в ходе боевых действий в марте 2026 года, уязвимы для воздушных атак не менее, чем производство СПГ в Катар.

Почти весь добываемый в Иране газ идет на покрытие потребностей огромного и дефицитного внутреннего рынка. В 2026 году потребление могло составить 265 млрд м³. Его рынок четвертый по величине в мире после США, России и КНР.

ПЕРЕБОИ С ЭКСПОРТОМ ГАЗА ИЗ ИРАНА ОТРАЗИТСЯ ТОЛЬКО НА ИРАКЕ, ТУРЦИЯ ЛЕГКО НАЙДЕТ ЗАМЕНУ, А МИРОВОЙ РЫНОК ИХ ПРОСТО НЕ ЗАМЕТИТ

Экспорт газа Иран осуществляет только в Ирак и Турцию. Турции не сложно заместить его российским газом, что ранее уже бывало, Ирак в случае новых перебоев, какие уже отмечались в марте 2026 года, ждет существенный дефицит – импорт из Ирана покрывал более 40% всего товарного потребления. Но на мировом рынке газа возможное снижение добычи в Иране почти не скажется – с ним его связывает только тонкая нить поставок в Турцию, поскольку и Иран, и Ирак, по сути, изолированы от международной газовой торговли. ●



ЦЕНОВОЙ ШТОРМ И НОВЫЕ ПРАВИЛА ИГРЫ

КАК КОНФЛИКТ НА БЛИЖНЕМ ВОСТОКЕ ПЕРЕКРАИВАЕТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ КАРТУ МИРА



НПЗ Ras Tanura в Саудовской Аравии

Clarifios



ОЛЕГ ЖИРНОВ,
партнер направления инвестиций и рынков капитала Kert

НИКОЛАЙ ДУРМАНОВ,
директор группы оценочных проектов в нефтегазовой отрасли Kert

До кризиса

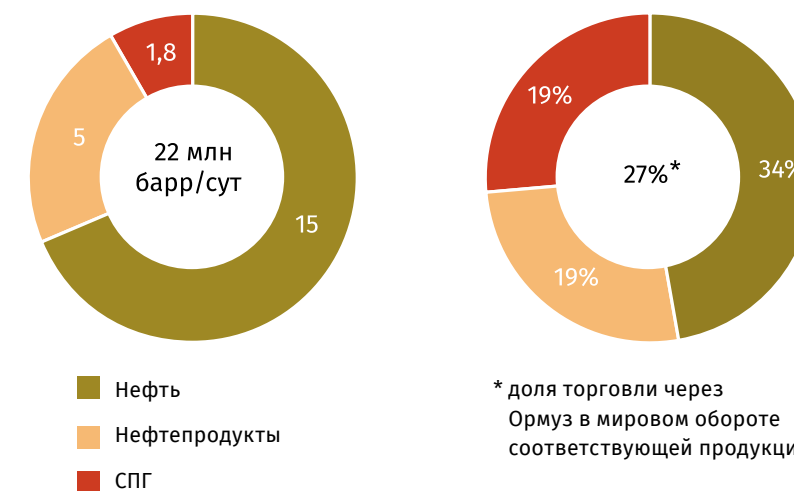
Ормузский пролив — основной экспортный маршрут для ресурсов, добываемых в Саудовской Аравии, ОАЭ, Кувейте, Катаре, Ираке, Бахрейне и Иране. И если ОАЭ и Саудовская Аравия имеют другие, хотя и ограниченные, варианты экспорта нефти, минуя пролив, то остальные страны максимально зависят от этого транспортного коридора.

В 2025 году через Ормузский пролив прошло почти 15 млн барр/сут сырой нефти – около 34% мировой торговли (рис. 1).

Одно из ключевых последствий обострения ситуации на Ближнем Востоке — перекрытие Ормузского пролива, через который проходит около 20% мирового потребления и 25% всей торговли нефтью. Любое нарушение потоков через пролив имеет огромное влияние на глобальные рынки. А неопределенность сроков полноценного восстановления судоходства еще больше усугубляет проблему.

Ормузский пролив представляет собой узкий морской проход, разделяющий Аравийский полуостров и Иран и соединяющий Персидский залив с Оманским заливом и Аравийским морем. В самом узком месте ширина пролива составляет всего 54 км, залив включает два судоходных канала шириной 3,7 км для входящего и исходящего судоходства, а также буферную зону шириной еще 3,7 км.

Рисунок 1. Торговля углеводородами через Ормузский пролив



Источники: IEA, агрегации данных и расчеты Kert

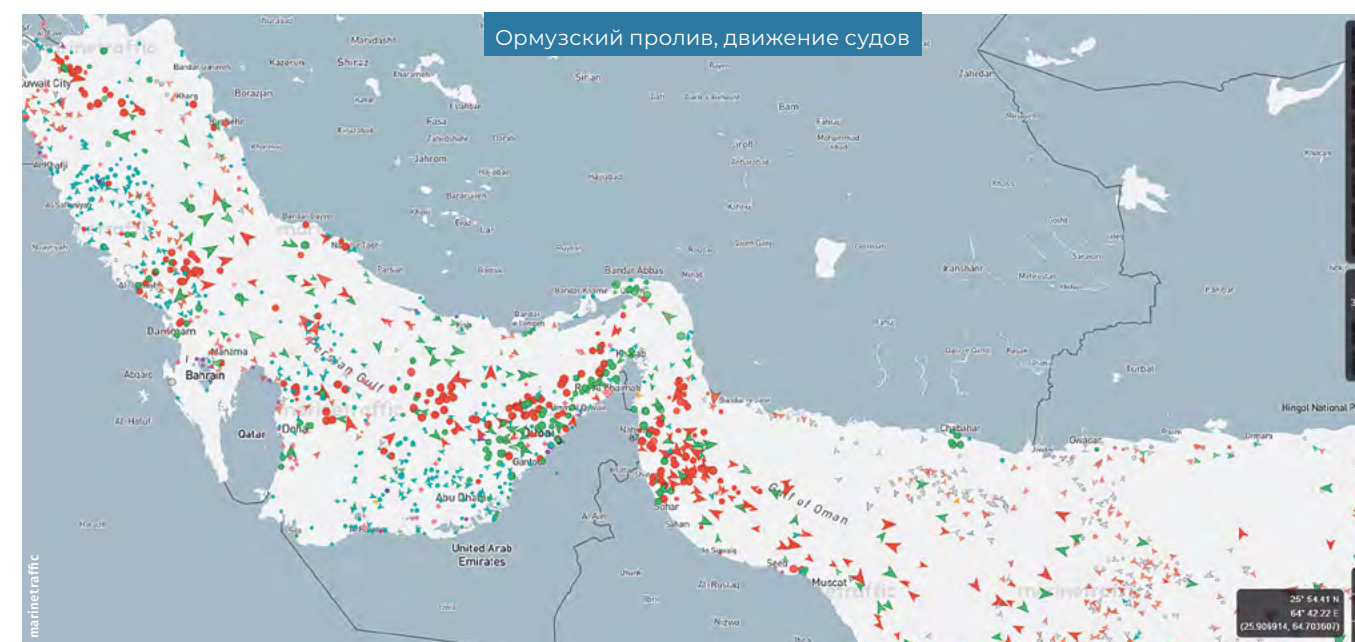


Рисунок 2. Ключевые страны-экспортеры (слева) и регионы-импортеры (справа) нефти и нефтепродуктов, проходящих через Ормузский пролив в 2025 году



Источники: IEA, агрегации данных и расчеты Керт

Кроме того, было экспортировано порядка 5 млн барр/сут нефтепродуктов и 1,8 млн барр/сут сжиженного природного газа (СПГ), порядка 80% которых предназначались для азиатских рынков.

В части нефти ключевые потребители — это Китай и Индия с долей около 44% общего экспорта через пролив (рис. 2). Ключевые экспортеры нефти – Саудовская Аравия (5,4 млн барр/сут), Ирак (3,3 млн барр/сут) и ОАЭ (2,0 млн барр/сут).

По нефтепродуктам основные объемы экспорта приходились на ОАЭ (1,2 млн барр/сут), Кувейт

(1,0 млн барр/сут) и Саудовскую Аравию (0,8 млн барр/сут).

Весь экспорт СПГ из Катара и ОАЭ, за исключением поставок в Кувейт, проходит через Ормузский пролив — 19% мировой торговли. Азиатские рынки также являются основным направлением для СПГ из Катара и ОАЭ. В 2025 году на них поступило почти 90% общего объема, экспортируемого через Ормузский пролив. Доля Европы составила чуть более 10%.

Таким образом, в объемном выражении наиболее пострадавшими экспортерами потенциально выглядят Саудовская Аравия, Ирак и ОАЭ.

Судоходство в проливе

После начала эскалации в феврале 2026 года судоходство через Ормузский пролив практически остановилось. В спокойный период через узкий морской коридор ежедневно проходило в среднем более 120 судов. В первые недели конфликта этот показатель упал до 5–10 в день и остается таким на текущий момент.

Такое сокращение привело к немедленному и радикальному падению предложения нефти и нефтепродуктов в мире (рис. 3, 4). В результате логистические цепочки оказались разорваны, а каждый новый сигнал о статусе пролива стал триггером для пересмотра котировок.

Возможности обходных путей

Альтернативные маршруты экспорта из Персидского залива не позволяют избежать ограничений. Суммарная пропускная способность трубопроводов в регионе, включая саудовский нефтепровод East-West, способна компенсировать лишь от 2,6 млн до 3–5 млн барр/сут, оставляя колоссальный разрыв в поставках.

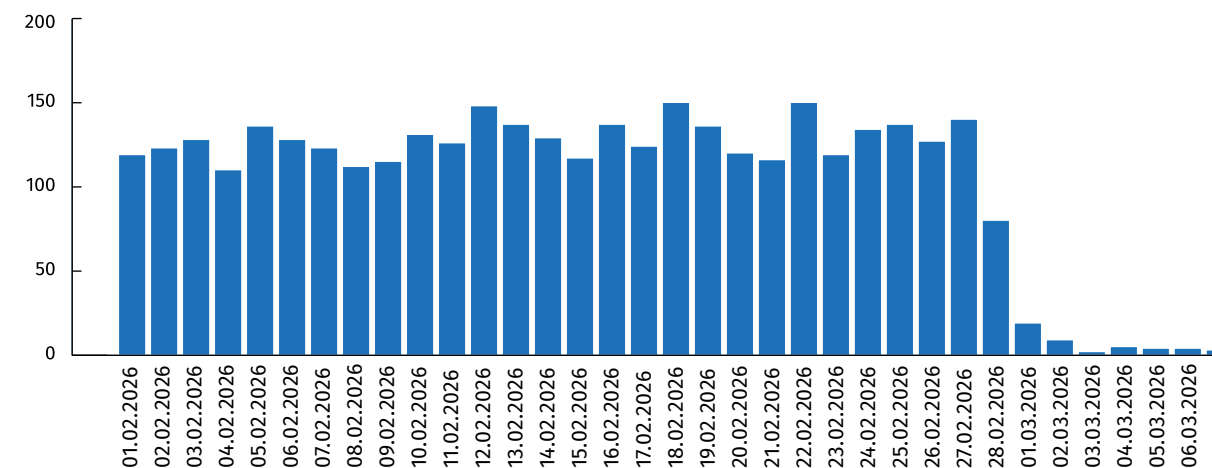
Среди основных альтернативных экспортных маршрутов:

- нефтепровод ADCOP в Абу-Даби с текущей пропускной способностью около 1,8 млн барр/сут ОАЭ



Reuters

Рисунок 3. Динамика судоходного трафика через Ормузский пролив



Источники: Unctad, анализ Керт

экспортируют по этому маршруту около 1,1 млн барр/сут, что оставляет возможность для дополнительных объемов до 700 тыс. барр/сут;

■ нефтепровод East-West, пересекающий Саудовскую Аравию, общей проектной пропускной способностью 5 млн барр/сут. По состоянию на начало 2026 года используется только около 2 млн барр/сут, что оставляет резервную мощность в зависимости от условий эксплуатации вплоть до 3 млн барр/сут;

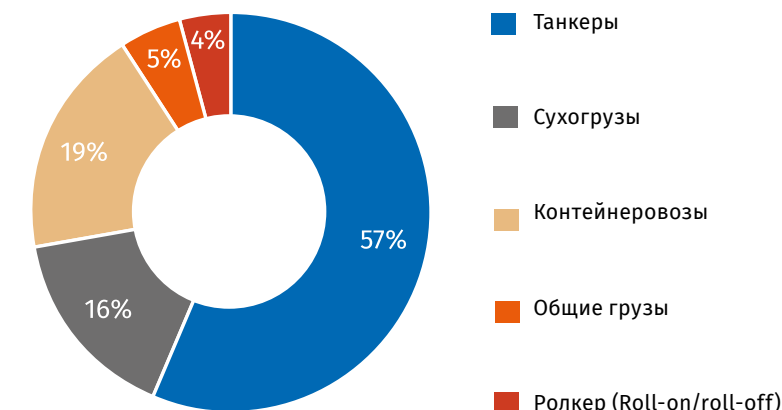
■ нефтяной терминал в иранском Джаске пропускной способностью 1 млн барр/сут. Однако нефть не экспортировали по трубопроводу с конца 2024 года, и на данный момент терминал не считается жизнеспособным вариантом экспорта иранской нефти.

Ормузский пролив — важнейшее «узкое место» мировой торговли для нефтегазовых рынков. Исторически страны Персидского залива, особенно Саудовская Аравия и ОАЭ, выступали балансирующим поставщиком в моменты резких кризисов предложения. Сейчас именно они стали источником точно такого же кризиса.

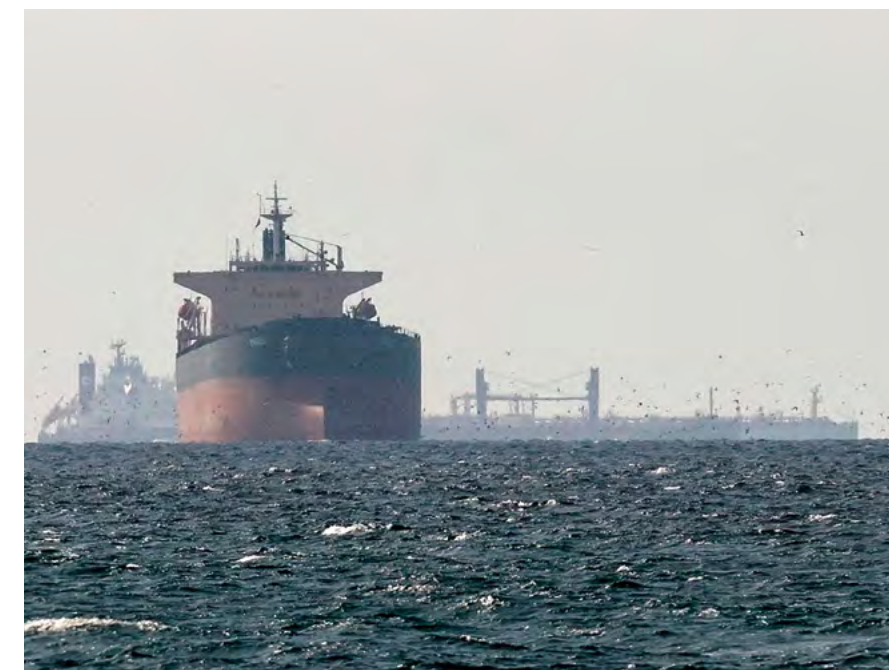
Сокращение предложения

Резкое падение потоков нефти через Ормузский пролив и невозможность полноценной транспортировки привели к переполнению

Рисунок 4. Виды грузовых судов, проходящих через Ормузский пролив в 2025 году

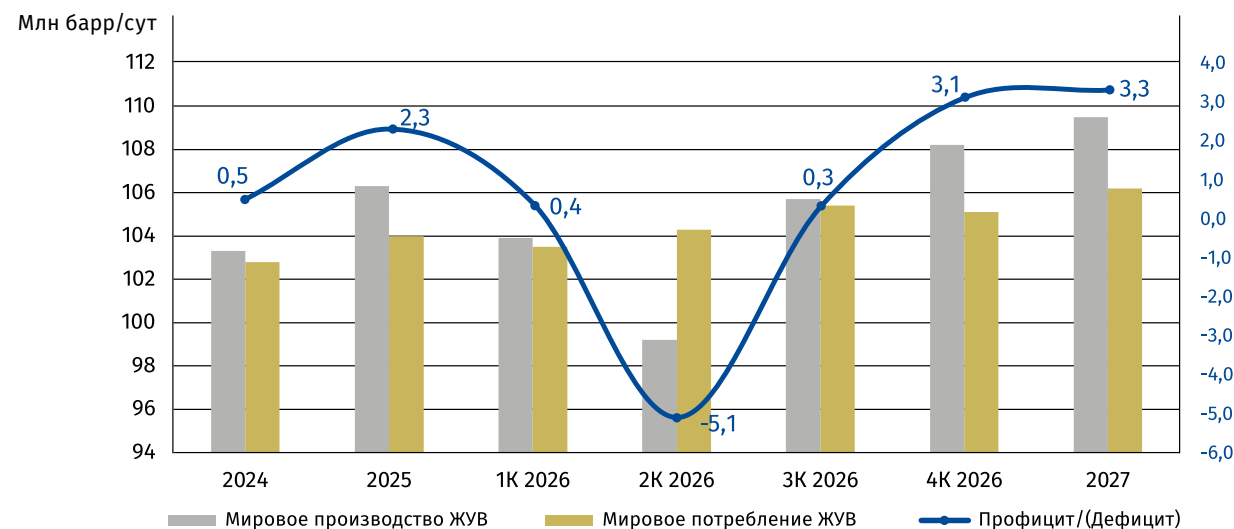


Источники: Portwatch, анализ Керт



Reuters

Рисунок 5. **Баланс мирового рынка жидких углеводородов**



Источники: EIA, анализ Kert

хранилищ в регионе. Итог — страны Персидского залива сократили общую добычу нефти, по разным оценкам, на 7,5–10 млн барр/сут. Теоретически этот спад должны компенсировать страны, не входящие в ОПЕК+ (например, США), или Казахстан и Россия, но они не могут вернуть отрасль к докризисным показателям по разным причинам.

При этом совокупное предложение нефти сократилось в 1-м квартале 2026-го только на 4,3 млн барр/сут из-за высокой базы января и февраля. Интереснее тот факт, что пик дефицита

нефти ожидается во 2-м квартале 2026 года — эффект блокировки и поврежденных добывающих активов не моментальный. По прогнозам, мировой дефицит достигнет рекордных 5,1 млн барр/сут (рис. 5).

Рынок может вернуться к профициту уже в 3-м квартале 2026 года, чего и ожидают международные эксперты, но ключевое условие для этого — разблокировка пролива и восстановление экспорта, которое должно случиться уже сейчас. Поэтому, даже если кризис завершится в апреле, скорее всего, мы увидим крупный

дефицит физической нефти на рынке во 2-м квартале 2026 года.

Конфликт также оказывает значительное влияние на мировые рынки продуктов переработки. В 2025 году производители Персидского залива ежедневно экспортировали 3,3 млн барр. нефтепродуктов. Более 3 млн барр/сут нефтеперерабатывающих мощностей в регионе уже остановлены, а переработка в других странах будет все больше ограничиваться из-за проблем доступности сырья.

Наиболее пострадавшие импортеры

Закрытие Ормузского пролива и ограниченные возможности его обхода в первую очередь оказывают влияние на азиатский рынок. На долю Китая и Индии в 2025 году пришлось 44% экспорта сырой нефти.

Кроме того, особенно зависят от нефтяных потоков, проходящих через пролив, Япония и Корея. На них приходится значительная часть из примерно 29% импорта сырой нефти странами-членами Международного энергетического агентства (IEA) через данный маршрут. Япония еще в марте начала высвобождение накопленных запасов нефти на 80 млн барр., аналогичный объем поступит на рынок в мае в рамках второго

этапа. Блокировка пролива оказывает значительное негативное влияние на нефтехимическую промышленность Кореи. Крупный ущерб терпят также страны ЮВА — Тайвань, Таиланд и Сингапур, где нехватка сырья вызвала физический дефицит моторных топлив на АЗС и рост цен.

Европа получает лишь около 4% региональных потоков сырой нефти, поэтому прямой физический дефицит для нее менее критичен. Однако ценовой шок затронет все рынки.

Ценовая реакция

Мировые нефтяные рынки переживают период повышенной волатильности и неопределенности. Сокращение предложения нефти привело к резкому скачку цен. Средняя спотовая цена на нефть марки Brent в марте составила \$103 за баррель, что на \$32 выше, чем в феврале, а недельные цены доходили до \$124/барр. Закрытие пролива резко сократило доступность поставок нефти на мировые рынки и оказало каскадное воздействие на все цепочки поставок. Также эксперты отмечают, что разрыв между ценой на нефть с поставкой и торгуемыми фьючерсами достиг рекордных значений (до \$33/барр.) в пользу поставок, что говорит об остром дефиците физической нефти, а не спекулятивном характере роста цен.

До начала конфликта мировой рынок нефти был в профиците, а мировые запасы быстро росли — цены стабильно снижались в течение предыдущего года. Однако конфликт в Иране быстро изменил динамику рынка, поскольку производители в регионе были вынуждены остановить значительные объемы экспорта и добычи нефти, что немедленно привело к рекордному краткосрочному дефициту.

Кроме того, затягивание конфликта и атаки на энергетическую инфраструктуру могут оказывать повышающее давление на стоимость ресурса. После открытия

Влияние на цены в России

Россию данная тенденция пока обходит стороной из-за особенностей внутреннего регулирования топливного рынка, конкретнее — из-за наличия демпферного механизма. За счет дополнительного налога с добычи он позволяет компенсировать разницу между целевой ценой внутреннего рынка, растущей ежегодно на уровень инфляции, и мировыми ценами на бензин и дизтопливо, которые, как правило, напрямую зависят от рыночных колебаний.

пролива также потребуются время для устранения сбоев в работе танкерных маршрутов и торговых потоков, что, соответственно, будет создавать премию к цене на нефть как минимум еще один квартал после разблокировки.

Аналогичная ситуация и в секторе нефтепродуктов. В 1-м квартале рыночная стоимость бензина, дистиллятов и авиационного топлива резко выросла после перебоев в поставках нефти и нефтепродуктов. Рост цен на нефть привел к увеличению цен на нефтепродукты, поскольку на нефть приходится основная себестоимость их производства. В конце марта средняя розничная цена на бензин в США составила \$3,99 за галлон, на дизельное топливо — \$5,40 за галлон. Эти показатели стали самыми высокими более чем за два года.

На стоимость авиационного топлива и средних дистиллятов ближневосточный конфликт повлиял значительно больше. Высокий спрос с начала квартала обострил дефицит и подстегнул котировки. Среди ключевых факторов, вызывающих дополнительный рост спроса, — увеличение экспорта США в Европу из-за санкций против России (что подразумевает увеличение транспортного плеча по сравнению с той же Индией), холодная погода на северо-востоке, высокая активность в сфере грузоперевозок в феврале и другое. Более высокие цены на средние дистилляты приводят к росту цен на авиационное и дизельное топливо, которое является продуктом данной технологической цепочки. Важно дополнить, что и

авиационное топливо и дизель активно используются в грузоперевозках по всему миру, а альтернатив практически нет. И рост стоимости на оба эти топлива однозначно приведет к удорожанию стоимости перевозок в мире, что повлияет на рост цен практически на все товары и услуги.

Повышение цен на энергоносители, удобрения и транспорт, включая тарифы на грузоперевозки, стоимость топлива и страховых взносов, может привести к росту цен на продукты питания и усилению давления на стоимость жизни, особенно для наиболее уязвимых групп населения.

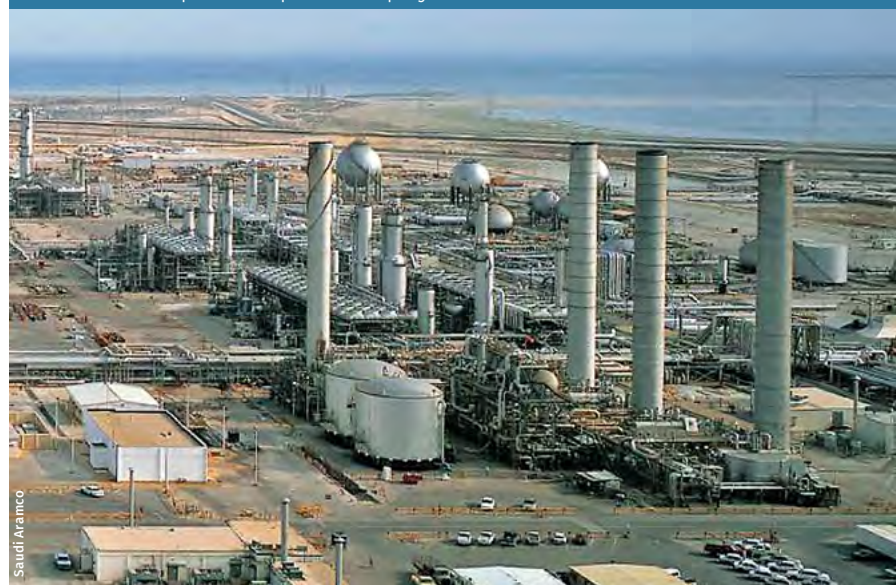
Затяжная блокировка будет иметь значительные макроэкономические последствия для наиболее пострадавших стран, а также для всего мира за счет нового витка роста инфляции и замедления экономического роста в целом (см. «Макроэкономический эффект»).

Макроэкономический эффект

Эксперты оценивают, что среднегодовой рост стоимости нефти на 10% может дать прирост мировой инфляции на 0,3–1,0% при условии, что наблюдался значительный ценовой шок.

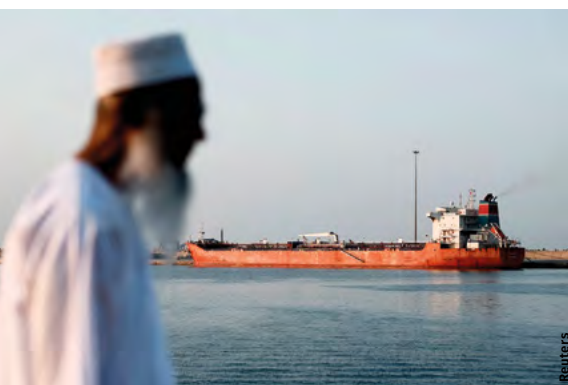
Также МВФ снизил прогнозный темп роста мирового ВВП в связи с конфликтом в Иране с 3,3% до 3,1%.

НПЗ Ras Tanura на берегу Персидского залива в Саудовской Аравии оказался заперт блокировкой Ормуза



Выпадающие доходы экспортеров

Экспортная выручка стран Персидского залива, по оценкам международных аналитиков, распределится крайне неравномерно. Наиболее ощутимый удар приняли на себя Ирак и Кувейт: их предполагаемые нефтяные доходы сократились примерно на 75% (год к году). При этом доходы Ирана и Омана от экспорта нефти выросли на 37% и 26% соответственно. Саудовская Аравия зафиксировала умеренный рост выручки на 4,3%, а Эмираты — снижение на 2,6%.



В итоге на текущий момент больше всего от вооруженного конфликта США и Ирана и блокировки Ормузского пролива, как бы странно это ни звучало, выигрывает сам Иран, который пропускает свои суда и продолжает экспортировать нефть в Китай — в меньших объемах, но по значительно более привлекательным ценам. А главным пострадавшим выглядит Ирак, у которого сильнее всех снизился морской экспорт и отсутствуют альтернативные маршруты продажи нефти. Во 2-м квартале 2026 года ущерб для Ирака и ОАЭ, скорее всего, лишь усилится.

Реакция международного сообщества и пределы стабилизации

На фоне блокировки Ормузского пролива и турбулентности на мировом рынке нефти многие регионы начали внедрять инициативы для стабилизации ситуации.

Страны-члены IEA приняли решение выпустить на рынок 400 млн барр нефти из чрезвычайных резервов объемом 1,2 млрд барр. Сырье будет поступать в сроки, соответствующие национальным условиям каждой страны. Кроме того, некоторые регионы могут вводить дополнительные меры. Это скоординированное высвобождение запасов — шестой случай в истории организации, созданной в 1974 году.

При этом решение агентства не окажет существенного влияния на цены: технически невозможно закрыть такой большой дефицит предложения за счет роспуска запасов. Однако инициатива позволила отдельным, преимущественно азиатским, странам стабилизировать внутренние рынки и цены, прежде всего за счет роспуска резервов нефтепродуктов и моторных топлив.

Еще одна инициатива исходит от альянса ОПЕК+. Восемь стран — Россия, Саудовская Аравия, Ирак, ОАЭ, Кувейт, Казахстан, Алжир и Оман — договорились скорректировать добычу на 206 тыс. барр/сут в рамках ранее объявленных добровольных ограничений объемом 1,65 млн барр/сут. Решение вступает в силу в мае 2026 года и дает участникам возможность ускорить выплату компенсаций.

Однако ожидать глобального влияния на рынок также не стоит: резервные мощности ОПЕК+ оцениваются в 4–4,5 млн барр/сут, и организация уже задействует значительную часть этих ресурсов, действуя в рамках текущих операционных и геополитических ограничений. Реальность при этом такова, что в последние годы из стран ОПЕК+ только Саудовская Аравия и ОАЭ обладают реальным значительным запасом мощностей (порядка 2,5 млн и 0,5 млн барр/сут соответственно), но обе страны не смогут воспользоваться своим преимуществом в данном конкретном кризисе. Прочие страны обладают рядом технических ограничений и вряд ли могут и будут оперативно их устранять, так как это потребует финансовых вре-

менных затрат, которые в будущем едва ли окупятся. Хотя, безусловно, отдельные крупные экспортеры — США, Россия и Казахстан — попытаются извлечь максимум из текущей ситуации.

Помимо глобальных инициатив альянсов, отдельные регионы вводят локальные меры по ограничению потребления. Например, Индонезия разрешила государственным служащим работать из дома по пятницам, а также ограничила необязательные поездки. Правительство поощряет внедрение стратегий энергосбережения в государственных административных зданиях, планирует ускорить реализацию программы по биодизельному топливу и ограничить закупки субсидируемого топлива.

Филиппины также ввели 4-дневную рабочую неделю для госслужащих, рекомендовали ограничить температуру в зданиях государственных учреждений до 24 градусов и сократить потребление топлива. Студентам и работникам в отдельных городах разрешено ездить в автобусах бесплатно, чтобы сократить расход топлива личным транспортом.

В Сингапуре призывают жителей экономить энергию и использовать энергоэффективную технику, а также расширяют программу субсидий на повышение энергоэффективности для всех секторов. Среди других рекомендаций — сократить вождение личных автомобилей и практиковать совместные поездки, чаще пользоваться общественным транспортом.

Точечные меры принимают и европейские страны. Австрия ограничивает маржу розничных продавцов топлива и снижает налоги на бензин и дизель. Греция вводит субсидии на дизтопливо, а также топливные карты для домохозяйств и дотации на удобрения для фермеров. Ирландия продлила срок топливных пособий и увеличила скидки на дизельное топливо, реализует энергетическую целевую поддержку для пенсионеров и людей с ограниченными возможностями.

При этом как масштабные, на бумаге, интервенции, так и локальные ограничения способны лишь смягчить волатильность в краткосрочной перспективе, но не могут физически заместить 20 млн барр. выпадающего ежедневного предложения нефти и нефтепродуктов при затяжном конфликте.

Долгосрочные последствия для рынков

Запасы не бесконечны. Если конфликт затянется и пролив останется заблокированным, неизбежно произойдет масштабное разрушение спроса. Из-за высоких цен на жидкое топливо и ограниченного предложения растет привлекательность альтернативных источников энергии, особенно тех, что доступнее как физически, так и по цене. Для Азии и Африки это, например, уголь. Также возрастет роль возобновляемых источников энергии, что в совокупности может привести к ускорению достижения пика спроса на нефть.

Спрос на нефть снизится прежде всего в Азии — именно этот регион сильнее всего зависит от поставок импортной ближневосточной сырой нефти. При этом другие страны-импортеры также могут сократить потребление нефти и нефтепродуктов. Экономические последствия, как в глобальном масштабе, так и в регионах, будут зависеть от продолжительности, интенсивности и географического масштаба напряженности, что в совокупности приведет к пересмотру долгосрочных энергетических стратегий стран-импортеров энергоресурсов.

В 2026 году мировой спрос на нефть вырастет в среднем на 0,6 млн барр/сут. При условии восстановления поставок к концу года рынок ожидаемо ускорится: в 2027 году потребление увеличится на 1,6 млн барр/сут, достигнув отметки 106,2 млн барр/сут.

Для многих развивающихся стран этот ценовой шок — дополнение к уже имеющимся обяза-

тельствам и сложностям: высокому внешнему долгу, дефициту бюджета и ограниченному доступу к финансированию. Повышение стоимости топлива, логистики и продовольствия напрямую бьет по государственным финансам и покупательной способности населения. В регионах, критически зависящих от импорта энергоносителей, удобрений и базовых товаров, это не только тормозит экономический рост, но и ставит под угрозу социальные программы и цели устойчивого развития. Также не исключен краткосрочный возврат центральных банков к траекториям повышения или сдерживания ставок — все будет зависеть от продолжительности блокировки пролива и величины ущерба для мировой инфляции.

В долгосрочной же перспективе на текущий момент никто не ожидает существенного роста цен, так как баланс на рынке достижим и будет достигнут, вопрос лишь в сроках.

Запуск проектов по диверсификации каналов поставок

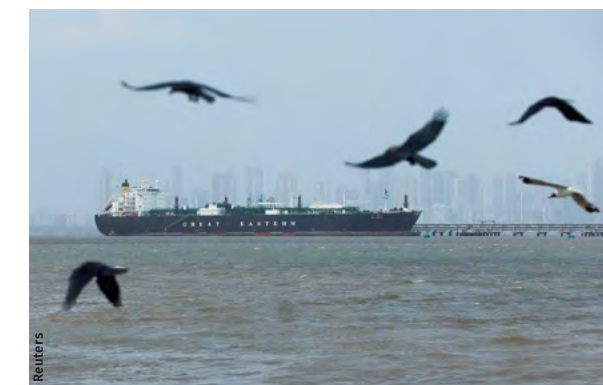
Угроза длительной блокады Ормузского пролива заставляет страны Персидского залива пересматривать логистику. Дорогостоящие, но ранее отложенные проекты по строительству обходных трубопроводов вновь выходят в топ обсуждения.

Создание независимых маршрутов, подобных саудовскому East-West, становится стратегической необходимостью, несмотря на высокую стоимость проектов. При этом важное условие успеха — скоординированная региональная стратегия.

В краткосрочной перспективе наиболее реалистичны точечные изменения: расширение мощностей East-West и нефтепровода Абу-Даби – Фуджейра. Это позволит нарастить экспорт без операционных и политических рисков, сопутствующих новому трансграничному строительству. Саудовская Аравия также прорабаты-

вает запуск дополнительных терминалов на побережье Красного моря.

На долгосрочном горизонте новые нефтепроводы станут частью мультимодальных торговых коридоров для транспортёрки более широкого спектра товаров. Один из вариантов — возобновление планов по развитию проекта IMEC (India – Middle East – Europe Economic Corridor), который предполагает создание автомобильной, железнодорожной и цифровой инфраструктуры из Индии через Аравийский полуостров в Европу.

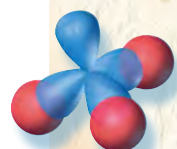


Маршрут протяженностью 6400 км должен ускорить интеграцию между регионами и предложить альтернативу Суэцкому каналу и Ормузу, сократив логистические издержки на 30% и время транзита на 40%.

Снижение рисков для мировой торговли, включая экологические, требует деэскалации и обеспечения безопасности морских перевозок и другой гражданской инфраструктуры, а также сохранения безопасных коридоров в соответствии с международным правом и свободой судоходства. Но в любом случае масштабы кризиса на Ближнем Востоке имеют долгосрочные последствия для мировой экономики и показывают, что необходим новый подход к развитию логистических цепочек. Страны должны ускорить диверсификацию поставок в пользу надежных и проверенных поставщиков, а также переоценить риски энергетической безопасности на ближайшее десятилетие. ●

ЭФФЕКТЫ

БЫСТРОГО И МЕДЛЕННОГО РЕАГИРОВАНИЯ



Ближневосточные потрясения, спрос на энергию и газ, зеленый курс, пути диверсификации – обо всем на глобальных рынках



Контент-анализ материалов зарубежных источников выполнила **ЕЛЕНА ЖУК**

IEA: Рост мирового спроса на энергию в 2025 году: в лидерах солнце и газ

Несмотря на замедление роста спроса на газ в сложных экономических и геополитических условиях, в 2025 году потребление электроэнергии продолжало расти значительными темпами, отмечается в отчете Международного энергетического агентства (IEA) Global Energy Review. При этом крупнейшим источником роста мирового энергоснабжения стала солнечная фотоэлектрическая энергия.

Общий рост мирового спроса на энергию в прошлом году замедлился до 1,3%, что немного ниже среднего показателя за предыдущее десятилетие (1,4%) и значительно ниже, чем в 2024 году, отме-

чает агентство. Основными причинами замедления стали более низкие темпы роста мировой экономики, менее экстремальные температуры в некоторых регионах и быстрое внедрение эффективных технологий.

Спрос на электроэнергию вырос примерно на 3% — несмотря на замедление по отношению к 2024 году, это выше среднего показателя за последнее десятилетие. Рост создавался прежде всего за счет обогрева зданий и промышленности, а также быстрорастущего спроса со стороны электромобилей и центров обработки данных.

Рост спроса удовлетворялся за

счет всех основных видов топлива и технологий, хотя и разными темпами. Наибольший вклад в рост мирового энергоснабжения в 2025 году внесла солнечная энергетика, обеспечив более 25% прироста — впервые в истории современный ВИЭ возглавил рост мирового первичного энергоснабжения.

Природный газ занял второе место с долей в 17%, что отражает его роль в производстве электроэнергии во многих странах.

В целом ВИЭ и атомная энергетика покрыли почти 60% всего роста спроса на энергию, а рост производства электроэнергии из этих источников превысил общий рост спроса на электроэнергию.

Нефть и уголь в арьергарде

Мировой спрос на нефть вырос на 0,7%. Продолжающийся рост производства электромобилей ограничивает спрос на автомобильное топливо. Продажи электромобилей в 2025 году увеличились более чем на 20% и составили более 20 млн единиц — около четверти всех продаж новых автомобилей в мире.

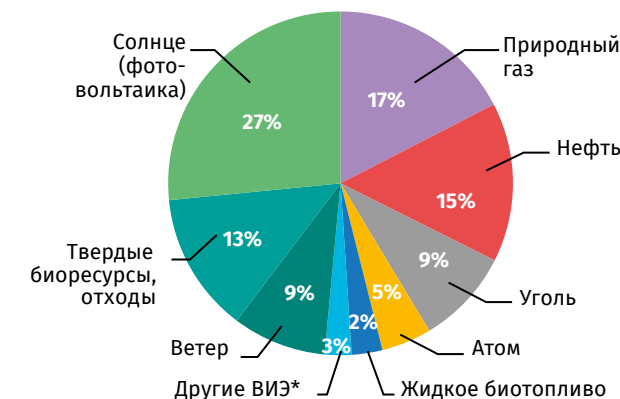
Значительный рост ВИЭ сократил использование угля в производстве электроэнергии в Китае, а в США спрос на уголь, напротив, вырос, поскольку высокие цены на природный газ стимулировали выбор угля в производстве электроэнергии. В целом темпы роста спроса на уголь в 2025 году замедлились.

Рост разными темпами

Как отметил исполнительный директор IEA Фатих Бируль, в 2025 году была очевидна тенденция расширения электрификации экономики.

При этом тенденции в разных крупнейших экономиках кардинально разошлись. Рост спроса на энергию в США достиг второго по величине в этом столетии уровня, за исключением лет восстановления после рецессии. Этому способствовали высокий спрос на электроэнергию со стороны цент-

Структура роста спроса на энергию в 2025 году по источникам



* гидроэнергия, солнечная термальная, геотермальная энергия и биогазы.

Источник: IEA

ров обработки данных, активная промышленная деятельность, а также более низкие зимние температуры.

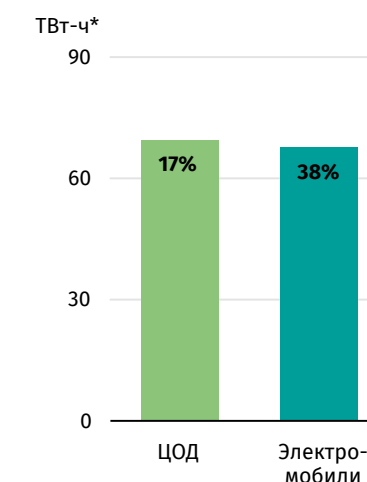
На Китай в прошлом году приходилась наибольшая доля роста общемирового спроса на энергию, но темпы роста резко снизились до 1,7%, поскольку ВИЭ вытеснили менее эффективный уголь, а также в целом повысилась энергоэффективность.

Инициаторы снижения выбросов увеличили их

Рост глобальных выбросов CO₂, связанных с энергетикой, в 2025 году замедлился, составив примерно 0,4%.

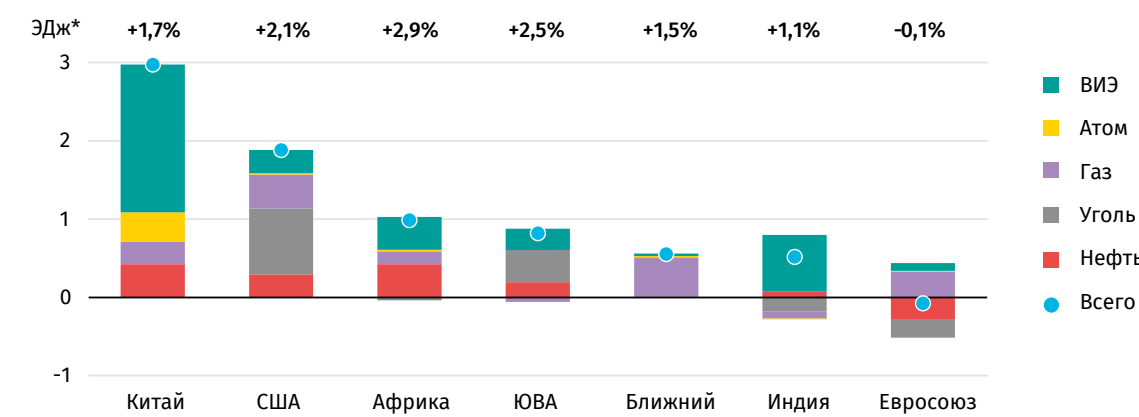
Согласно отчету IEA, выбросы

Рост спроса на электроэнергию со стороны ЦОД и электромобилей (2025 к 2024)



* тераватт-час (TWh)
Источник: IEA

Изменение спроса на энергию в регионах мира по источникам (2025 к 2024)



* эксаджоуль (EJ)
Источник: IEA

в Китае в прошлом году снизились благодаря резкому росту ВИЭ и других технологий с низким уровнем выбросов. В Индии впервые с 1970-х годов (за исключением периода пандемии Covid-19) выбросы CO₂, связанные с энергетикой, остались на прежнем уровне. При этом значительную роль в сдерживании роста выбросов сыграл необычно активный сезон муссонов.

В развитых странах холодная зима, напротив, стимулировала увеличение использования ископаемого топлива и выбросов. В совокупности эти события привели к тому, что выбросы

развитых стран впервые с 1990-х годов росли быстрее (+0,5%), чем выбросы стран с развивающейся экономикой (+0,3%).

Технологии и рекорды

В электроэнергетическом секторе дополнительные 600 тераватт-часов выработки фотоэлектрической энергии солнца во всем мире в 2025 году стали крупнейшим структурным увеличением, зарегистрированным для какой-либо технологии производства электроэнергии за один год. Это способствовало снижению выработки электроэнергии на уголь-

ных электростанциях во всем мире.

Наибольшие темпы роста продемонстрировали технологии хранения энергии на основе аккумуляторов. В течение года добавилось примерно 110 ГВт новых мощностей хранения энергии на основе аккумуляторов, превывсив крупнейший за всю историю годовой прирост мощностей для природного газа.

Также в 2025 году началось строительство более 12 ГВт атомных реакторов, возобновилась активность по проектам в нескольких регионах.

IEA: Рост спроса на газ замедлился в 2025 году

После значительного роста на 2,8% в 2024 году рост мирового спроса на газ в 2025-м существенно замедлился на фоне снижения промышленной активности и относительно высоких спотовых цен на СПГ в первом полугодии, говорится в отчете IEA. В 2025 году спрос увеличился всего на 1%, составив около 40 млрд м³. В основном рост пришелся на США и ЕС – зимой там стояла холодная погода, а также на Ближний Восток, где быстрый рост потребления происходил в энергетическом секторе, заменяя нефть. В странах АТР потребление, напротив, практически стабилизировалось, а темпы роста достигли самого низкого уровня с момента энергетического кризиса 2022 года.

Максимум газа на обогрев

Резко возрос вклад сектора обогрева зданий в рост спроса на природный газ, достигнув в 2025 году почти 70% к предыдущему году. Промышленный и энергетический секторы, на которые в совокупности приходилось около 65% прироста спроса на газ в 2024 году, напротив, показали гораздо более слабый рост. Спрос со стороны промышленности остался неизменным, а производство электр-

троэнергии на газовых электростанциях выросло лишь незначительно.

Общий спрос на газ в зданиях вырос примерно на 3%. Этот рост был в основном сосредоточен в Европейском союзе и Соединенных Штатах, где более холодная зимняя погода привела к увеличению потребности в отоплении помещений в жилом секторе и сфере услуг.

Мировой спрос на газ в энергетике вырос менее чем на 1% в 2025 году. В США более высокие цены на природный газ способствовали выбору угля для производства электроэнергии. В АТР высокие спотовые цены на СПГ в первом полугодии, наряду с продолжающимся ростом ВИЭ и повышением доступности атомной энергии, затормозили увеличение

использования газа для производства электроэнергии. В ЕС спрос на электроэнергию на газе, наоборот, значительно вырос на фоне увеличения потребления электроэнергии и снижения выработки электроэнергии ветровыми и гидроэлектростанциями. В Бразилии снижение доступности гидроэнергии способствовало значительному увеличению производства электроэнергии на основе газа. На Ближнем Востоке рост использования газа в энергетическом секторе обусловлен продолжающимся переходом от нефти к газу.

В промышленности потребление газа в 2025 году оставалось в целом неизменным. В ЕС более высокие цены на природный газ снизили спрос на него в промышленности. Аналогично, высокие спотовые цены на СПГ в первом



Газовая электростанция Chalk Point в США

полугодии смягчили спрос на промышленный газ в Азиатско-Тихоокеанском регионе и поддержали переход на другие виды топлива в таких подсекторах, как нефтепереработка.

Спрос на газ в США и ЕС: погода и цены

Тенденции спроса на природный газ в 2025 году для ключевых регионов различались, при этом тенденции потребления определяли макроэкономические факторы, динамика цен и погодные условия.

В США потребление природного газа увеличилось чуть более чем на 1%, в основном из-за более низких зимних температур. Суммарное количество градусо-дней отопления в первом и четвертом кварталах года увеличилось почти на 9% по сравнению с уровнем 2024 года, что привело к росту потребления газа для обогрева зданий примерно на 9%. В то же время спрос на природный газ со стороны энергетического сектора США снизился на 3,5% на фоне роста производства возобновляемой энергии и перехода с газа на уголь, обусловленного ценовыми факторами. Спотовые цены Henry Hub выросли на 60% в 2025 году, что ослабило конкурентоспособность газовых электростанций по сравнению с угольными. Спрос на

природный газ в промышленности и энергетическом секторе США увеличился примерно на 1% отчасти благодаря увеличению потребления газа растущим парком установок по сжижению природного газа в стране.

Потребление природного газа в Европейском союзе выросло примерно на 3% в 2025 году, что является самым значительным ростом с 2021 года. Увеличение было обусловлено ростом спроса на электроэнергию в энергетическом секторе, а также снижением выработки ветровой и гидроэнергии, в результате производство электроэнергии на основе газа выросло почти на 8%. Кроме того, похолодание способствовало увеличению потребления газа в зданиях в пер-

вом квартале года. Повышение цен на газ, напротив, оказало понижающее давление на потребление газа в европейской промышленности в 2025 году.

Азия расширяет ВИЭ и снижает активность промышленности

В Азиатско-Тихоокеанском регионе спрос на природный газ в 2025 году остался на уровне 2024 года, констатирует IEA. Спрос на природный газ в Китае вырос примерно на 2% в 2025 году, что свидетельствует о явном замедлении по сравнению с 7%-ным ростом в 2024 году. Перспективы роста были ограничены снижением промыш-



Солнечная электростанция Telangana в Индии

Тренировка на гибкость

Китай сталкивается с перебоями в поставках нефти и СПГ с Ближнего Востока. Тем не менее, пишет S&P Global, страна все чаще способна противостоять сбоям в поставках, вызванным перебоями в транзите через Ормузский пролив, благодаря расширению электрификации, значительным запасам сырой нефти, увеличению объемов ветровой и солнечной энергетики, наличию мощностей генерации на угле и росту внутренней добычи газа.

Доля Ближнего Востока в импорте СПГ в КНР в 2025 году составляла 6,8%. В целом доля импортных закупок СПГ в структуре обеспечения газом страны снижается – с 30% в 2021 году до 22% в 2025-м. При этом Китай активно наращивает собственную газодобычу.

Изменение структуры поставок природного газа в Китай



ленной активности и быстрым расширением производства электроэнергии из возобновляемых источников.

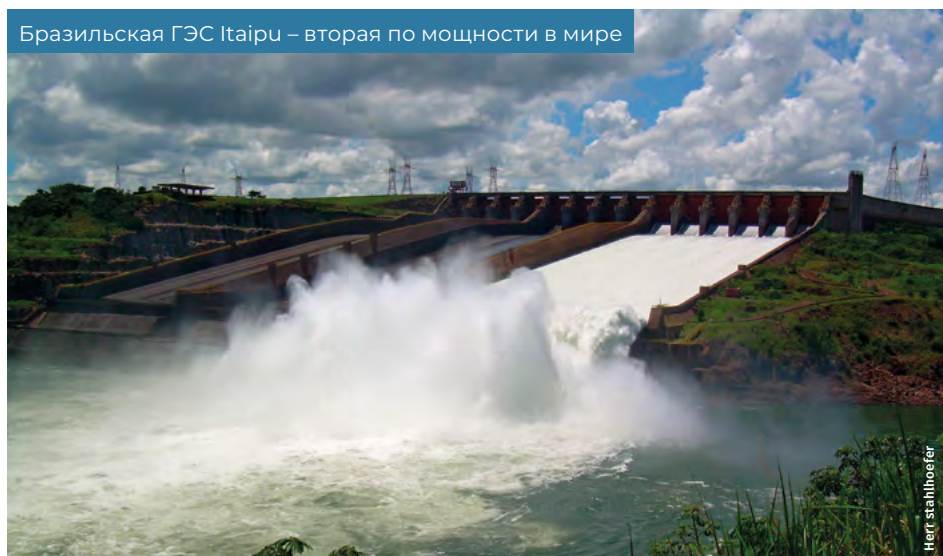
В Японии спрос на природный газ снизился почти на 1%, отчасти из-за уменьшения потребления газа в энергетическом секторе на фоне продолжающегося восстановления атомной энергетики.

Потребление газа в Индии в 2025 году снизилось на 3,5%, при этом в производстве электроэнергии – почти на 10% на фоне сильного роста ВИЭ и более мягкой погоды.

В Таиланде произошло снижение на 4%, в основном за счет резкого сокращения использования газа в энергетическом секторе. Потребление в Пакистане снизилось примерно на 8%, сказалось низкое потребление газа в энергетическом секторе на фоне быстрого роста солнечной энергетики. Спрос на природный газ в Бангладеш, в свою очередь, вырос примерно на 4% в 2025 году, большей частью благодаря промышленности.

Ближний Восток развивает газоемкие отрасли

Спрос на природный газ на Ближнем Востоке в 2025 году вырос примерно на 2,5% благодаря переходу с нефти на газ в энергетическом секторе и расширению газо-



Бразильская ГЭС Itaipu – вторая по мощности в мире

емких отраслей промышленности региона. Наибольший вклад в этот рост внесла Саудовская Аравия, где потребление газа выросло примерно на 6% за счет энергетического сектора.

Переменчивые воды Южной Америки

Спрос на природный газ в Центральной и Южной Америке в 2025 году оставался в целом стабильным, говорится в отчете IEA.

В Бразилии первичные поставки газа выросли на 12% в 2025 году вследствие роста внутренней газодобычи и снижения выработки гидроэлектроэнергии.

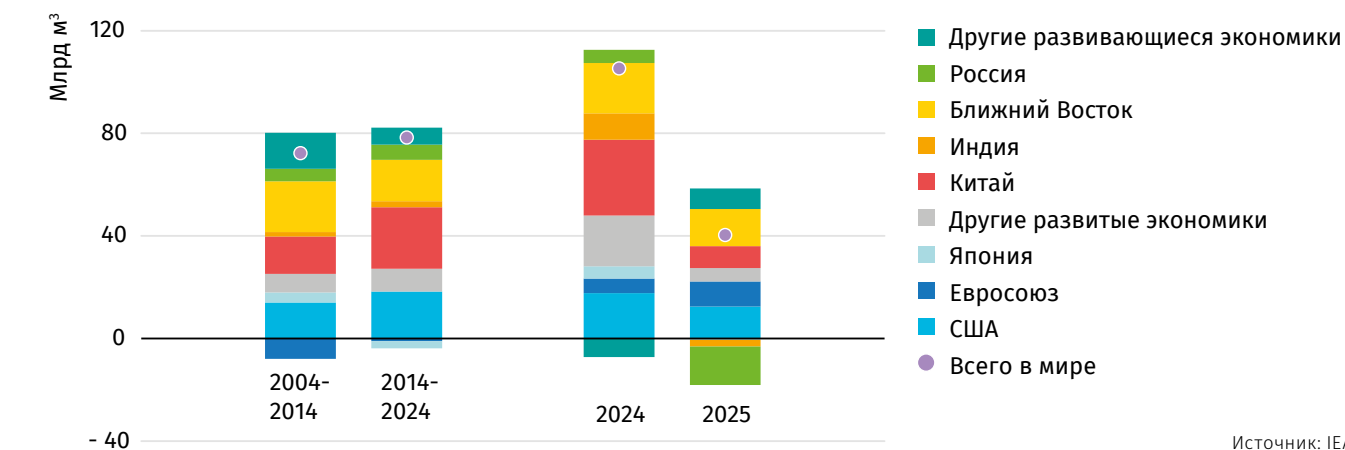
Рост в Бразилии был в значительной степени компенсирован снижением, зафиксированным в

других странах региона, включая Аргентину (-2%) и Колумбию (-20%), на фоне улучшения показателей выработки гидроэлектроэнергии.

Россия: погода и экономика

В России спрос на природный газ упал в 2025 году примерно на 3%, по данным IEA. Снижение пришлось на первый квартал 2025 года, когда более мягкие зимние температуры сократили потребление газа зданиями и газовыми системами централизованного теплоснабжения. Более слабая макроэкономическая обстановка также оказала давление на потребление газа в промышленности и энергетическом секторе.

Среднегодовое изменение спроса на газ по регионам мира



Источник: IEA

Два года на восстановление добычи

Восстановление значительной части добычи нефти и газа, нарушенной войной в Иране, может занять до двух лет, заявил Фатих Бироль, исполнительный директор IEA.

Восстановление будет постепенным, поскольку ущерб от конфликта затронул нефтяные месторождения, нефтеперерабатывающие заводы и трубопроводы по всему Персидскому заливу, пояснил Бироль в программе Wall Street Week на Bloomberg Television.

В сочетании с почти полным закрытием жизненно важного маршрута транспортировки энергоносителей, Ормузского пролива, это

лишило рынок сотен миллионов баррелей сырой нефти и очищенного топлива.

«Существует распространенное мнение, что как только мы увидим открытие пролива... мы вернемся к прежнему уровню добычи — что, на мой взгляд, вводит в заблуждение», — сказал Фатих Бироль.



Восстановление поставок сжиженного природного газа может занять еще больше времени, при этом некоторым терминалам потребуется более двух лет для нормализации работы после повреждений в результате атак. В случае затяжного конфликта наибольший удар придется на страны-импортеры энергоносителей с развивающейся экономикой, особенно в Азии и Африке, заявил Бироль. По его мнению, уже видны первые признаки сокращения спроса: нормирование, снижение экономической активности и рост инфляционного давления.

Затяжной конфликт: Wood Mackenzie написал новый сценарий

Война в Персидском заливе выявила уязвимость экономик с энергетическими системами, сильно зависящими от импорта нефти и газа, отмечает в комментариях экспертов Wood Mackenzie к недавно опубликованному компанией новому сценарию развития событий в условиях конфликта. Эксперты рассмотрели, что произойдет, если война в Иране станет катализатором для более активного стремления стран-импорте-

ров углеводородов к энергетической независимости в сравнении с базовым сценарием, предполагавшим энергопереход в рамках стабильных международных торговых отношений.

Иранская война началась вскоре после экономических потрясений, вызванных российско-украинскими событиями. Оба конфликта политизировали поставки нефти и газа, привели к нестабильности, высоким ценам

и крайней их волатильности. Блокада Ормузского пролива остановила 15—20% мировых потоков нефти и СПГ и подняла цену на нефть марки Brent выше \$100 за баррель, а спотовые цены на СПГ удвоились. Воздействие оптовых цен быстро распространилось по экономике, отражаясь на потребителях на заправках, счетах за газ и электроэнергию, а также косвенно — на широком спектре продуктов питания, товаров и услуг.

ОПЕС+/-

Эксперты комментируют выход ОАЭ из альянса экспортеров нефти на фоне ближневосточного кризиса



Хорхе Леон, Rystad Energy



– Выход ОАЭ знаменует собой значительный сдвиг для ОПЕС. Наряду с Саудовской Аравией это один из немногих членов, обладающих значительными резервными мощностями — механизмом, посредством которого группа оказывает влияние на рынок.

Хотя краткосрочные последствия могут быть недостаточно выраженными из-за продолжающихся перебоев в Ормузском проливе, долгосрочные последствия заключаются в структурном ослаблении ОПЕС. Вне группы у ОАЭ будет как стимул, так и возможность увеличить добычу, что поднимает более широкие вопросы об устойчивости роли Саудовской Аравии как центрального стабилизатора рынка и указывает на потенциально более волатильный нефтяной рынок по мере уменьшения способности ОПЕС сглаживать дисбалансы предложения (цитата по Reuters).



Танкеры на контейнерном терминале в ОАЭ

Страны, зависящие от импорта, пострадали непропорционально сильно.

Меры, принимаемые правительствами

Несколько особенно уязвимых, зависящих от импорта азиатских стран приняли экстренные меры по стимулированию спроса:

обязательная работа из дома и нормирование топлива, а также ограничения для промышленных потребителей с приоритетом для основных секторов.

Европа и Азия будут все больше зависеть от своих стратегических резервов для поддержания поставок нефти и нефтепродуктов. В энергетическом секторе у большинства стран есть альтернативы

для обеспечения бесперебойного электроснабжения – увеличение объемов угольной генерации и повышение производительности атомных электростанций. Но эти меры являются лишь незначительной корректировкой и могут быть временным решением.

В поисках устойчивого решения

В случае готовности стран использовать кризис для более активного продвижения к энергетической независимости очевидным выходом является агрессивная электрификация, считают эксперты Wood Mackenzie. Однако достижение энергетической независимости требует от правительств принятия решительных мер.

Но даже если правительства примут стратегию, изменения на местах не произойдут в одночасье. В комплексном моделировании, предлагаемом Wood Mackenzie, изменения начнутся только после 2030 года: ускорение электрифика-



Танкер проигнорировал запрет на проход Ормузского пролива, 1 марта 2026 года

ции, постепенный вывод из эксплуатации угольных электростанций, распространение возобновляемых источников энергии. После 2040 года атомная энергетика и поддерживающие ее цепочки поставок быстро масштабируются, согласно этому сценарию. Спрос на электроэнергию со стороны автомобильного транспорта возрастет на 57%, а спрос на нефтяное топливо упадет на 30%.

Однако это приведет к повышению уровня выбросов в секторе энергетики.

Формируя спрос

Влияние на мировой спрос на нефть и газ будет значительным. Страны, зависящие от импорта, сократят импорт нефти и газа вдвое к 2050 году. Полное исключение импорта нереалистично в этом временном масштабе, учитывая влияние углеводородов на некоторые

секторы экономики.

В этом сценарии мировой спрос на нефть упадет до 95 млн барр/сут к 2040 году, что на 8% ниже последнего базового сценария, и до 75 млн барр/сут к 2050 году, что на 20% ниже базового. Мировой спрос на газ сократится на 10% к 2050 году. Торговля СПГ по-прежнему может составлять значительную часть этого объема, но страны могут диверсифицировать источники поставок и оптимизировать свои инвестиционные портфели.

Препятствия для быстрого движения

Энергетическая независимость не будет дешевой – потребуются огромные инвестиции. Это обойдется дороже, чем оптимизированные глобальные цепочки поставок углеводородов, созданные за десятилетия. Тем не менее, учитывая давление со стороны избирателей из-за стремительного роста цен, кризис предоставляет некоторым зависимым от импорта экономикам возможность воспользоваться моментом.

Кто окажется в выигрыше?

Китаю, похоже, суждено стать безусловным победителем, считают аналитики Wood Mackenzie. Он обладает богатыми запасами угля, а также значительными внутренними запасами нефти и газа и может использовать свое доминирующее положение на рынке.

Оле Хансен, Saxo Bank



– В краткосрочной и среднесрочной перспективе рынок должен быть в состоянии поглотить дополнительные баррели из ОАЭ, учитывая истощение глобальных запасов и необходимость восстановления резервов. Однако со временем этот уход поднимет более широкий стратегический вопрос: если другие производители начнут отда-

вать приоритет доле рынка, а не соблюдению квот, способность ОПЕК управлять упорядоченными рынками посредством скоординированной корректировки предложения может все чаще ставиться под сомнение (цитата по Reuters).

Аджай Пармар, ICIS



– ОАЭ уже довольно давно не согласны с общей политикой ОПЕК. Поэтому это не сюрприз, но, безусловно, окажет значительное влияние в долгосрочной перспективе. Также это свидетельствует об общем ухудшении исторически прочного альянса между ОАЭ и Саудовской Аравией (цитата по Reuters).

Дэвид Оксли, Capital Economics



– Неожиданное объявление ОАЭ о выходе из ОПЕК+ с 1 мая не окажет немедленного влияния на мировой энергетический рынок, но оно предполагает, что мировые поставки будут выше, чем были бы в противном случае, после открытия Ормузского пролива. Это согласуется с нашим мнением о том, что связи, объединяющие членов ОПЕК, ослабли (цитата по The Guardian).

Яранд Ристад, Rystad Energy



– Это будет иметь серьезные долгосрочные последствия, включая угрозу существования ОПЕК. Учитывая недавнее объявление ОАЭ о выходе из организации, вполне резонно задаться вопросом, сможет ли ОПЕК когда-либо достичь прежнего влияния. Может ли это стать началом конца для картеля? В условиях быстрого

перехода от переизбытка предложения к дефициту на нефтяном рынке роль ОПЕК в 2026 и 2027 годах ограничена. В этом контексте время выхода ОАЭ кажется логичным (...).

Вероятно, будут построены новые трубопроводы для помощи странам-экспортерам в обходе Ормузского пролива. Возможно сокращение инвестиций некоторых международных нефтяных компаний на Ближнем Востоке (...).

Я ожидаю, что в энергетическом секторе произойдет больше переходов с газа на уголь – в Индии, Китае и Вьетнаме, и темпы внедрения зеленой энергетики, вероятно, возрастут, особенно в Азии и Европе. Рынок СПГ изменится, рост спроса будет более умеренным по сравнению с тем, что прогнозировалось до кризиса. Цены будут выше в течение следующих четырех-пяти лет из-за снижения добычи в Катаре и ОАЭ, но, вероятно, в первой половине 2030-х годов они упадут из-за уменьшения спроса и избыточного предложения СПГ (цитата по Rystad Energy).

Саймон Флауэрс, Wood Mackenzie



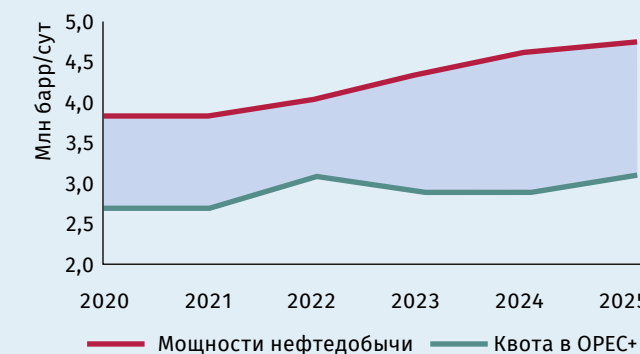
– Выход ОАЭ, страны со вторыми по величине мощностями по добыче жидких углеводородов, из ОПЕК является знаменательным событием. Однако это не совсем неожиданно, поскольку политическая напряженность между ОАЭ и Саудовской Аравией нарастала на протяжении нескольких лет и усилилась в последние месяцы

на фоне продолжающегося конфликта в Иране (...).

Странам Персидского залива, включая ОАЭ, потребуются месяцы, чтобы вернуться к довоенным объемам добычи. Уход ОАЭ усугубит проблему ОПЕК по поддержанию баланса на рынке и увеличит риск переизбытка предложения, что приведет к снижению цен (...).

Спор о квотах на мощности отражает более глубокие политические разногласия, и напряженность между Саудовской Аравией и ОАЭ неуклонно нарастает. У ОАЭ гораздо ниже показатели безубыточности по ценам на нефть по сравнению с другими странами, что делает их экономику относительно устойчивой и лучше подготовленной к потенциальному периоду низких цен (цитата по Oilfield Technology).

Разрыв между мощностями добычи нефти ОАЭ и их квотой в ОПЕК+



Источник: Wood Mackenzie

Eni: Запреты требуют пересмотра

Европейский союз должен пересмотреть свои планы по постепенному запрету импорта российского газа с начала следующего года, считает глава итальянской Eni, как сообщило агентство Reuters в середине апреля.

По сообщениям итальянских информагентств, генеральный

директор Eni Клаудио Дескальци заявил, что не ясно, как ЕС сможет заменить недостающие объемы СПГ из России. «Я думаю, необходимо приостановить вступающий в силу с 1 января 2027 года запрет на поставку 20 млрд м³ газа из России в Европу», — цитирует его итальянская финансово-экономическая газета Il Sole 24 Ore.

«Для всех электростанций гибкость энергосистемы обеспечивается газом; она не обеспечивается возобновляемыми источниками энергии, которые нельзя отключить, не обеспечивается атомной энергетикой, которой у нас нет, но которая могла бы дать более длительный период отключения, поэтому нам нужен газ», — добавил Дескальци.

«Сейчас проблема не в ценах, а в объемах нефти и газа. То, что произошло в Персидском заливе, — это самое важное событие за последние 40 лет с точки зрения падения поставок: сейчас не хватает 4,5 млн барр нефтепродуктов плюс еще 12 млн барр сырой нефти, так что это значительная проблема», — добавил генеральный директор Eni. «Мы оказались в ситуации, когда либо у вас есть возможности производить то, что вам нужно, либо вы рискуете», — сказал Дескальци. — У нас нет не только нефтепереработки, но и производства, поэтому мы расплачиваемся за все несоответствия последних 20 лет, которые наблюдаем на стресс-тестах».

Италия может присоединиться к общеевропейскому курсу на атом

IEA призывает Италию пересмотреть свою позицию в отношении атомной энергетики для обеспечения энергетической безопасности, сообщает портал energynews.pro.

В интервью, опубликованном в ежедневной газете La Stampa, исполнительный директор агентства Фатих Бироль обосновал необходимость пересмотра этого варианта с точки зрения энергетической безопасности и национального суверенитета. В Италии нет действующих атомных реакторов и она сильно зависит от импорта энергоносителей, включая электроэнергию, вырабатываемую атомными электростанциями в соседних странах, особенно во Франции.

Италия запретила атомные электростанции после референдумов, проведенных в 1987 и 2011 годах. С тех пор правительство разработало новую правовую основу для ядерного сектора, которую, как ожидается, парламент утвердит в ближайшие месяцы. Тем не менее этот вопрос остается дискуссионным для большинства населения Италии.

Противники ядерной энергетики ссылаются на проблемы безопасности, высокие первоначальные капитальные затраты на строительство и длительные сроки строительства. Между тем технология малых модульных реакторов (ММР) отра-

жает растущий международный интерес к новым формам ядерной энергетики, что также подтверждается соглашением, подписанным между французской EDF и индийской NTPC, об изучении проектов ядерных реакторов EPR в Индии.



Франция, атомная электростанция

EDF

С начала войны с Ираном политики во всем мире активизировали усилия по снижению долгосрочной зависимости от импорта нефти и газа частично за счет расширения мощностей мирного атома. Ряд европейских стран ожидают значительного возвращения атомной энергетики в свой энергетический баланс: в Нидерландах провинция Зеландия планирует получить €4,6 млрд региональной экономической выгоды от развития атомной энергетики. Италия — последняя крупная западноевропейская страна без активной атомной программы.



Франция, атомная электростанция

EDF

Борьба за власть в Ормузском проливе угрожает торговле удобрениями и аммиаком

Мировая торговля удобрениями и аммиаком испытывает сильное давление из-за закрытия Ормузского пролива на фоне неопределенности в дипломатических переговорах между США и Ираном, сообщила консалтинговая компания Rystad Energy в конце марта 2026 года. Анализ Rystad Energy за 2025 год показывает, что продажа 15% мирового аммиака и 21% мочевины, используемой в качестве удобрения с высоким содержанием азота, привязана к экспортерам, которые могли пострадать от закрытия пролива. В их число входят ведущие производители — Саудовская Аравия и Катар, за которыми следуют Кувейт, Бахрейн, ОАЭ, Иран и Ирак.

Согласно прогнозу Rystad Energy, и без того напряженному рынку аммиака и мочевины будет угрожать устойчивый логистический шок, который может быстро распространиться на цепочки поставок продовольствия и сельскохозяйственной продукции многих стран.

Страны-импортеры удобрений, торгуемых через пролив, в основном расположены в Азиатско-Тихоокеанском регионе, включая Южную Корею, Таиланд и Австралию. Мочевина также востребована в Северной и Южной Аме-

рике, в частности в США и Бразилии. Вторичные рынки, зависящие от реэкспорта из этих стран, тоже пострадают. Ключевым импортерам, особенно Индии и Южной Кореи, придется искать другие источники для удовлетворения своих потребностей в аммиаке.

Производители с активами в других странах могут наращивать производство удобрений, но зачастую они находятся в регионах с гораздо более высокими производственными затратами, например в Европе, что приводит к росту цен на продукты питания и потенциальным инфляционным рискам.

Неископаемая альтернатива

Недавние разработки в области «зеленого» и электролитического аммиака предлагают возможное решение (особенно в контексте обеспечения безопасности поставок) за счет устранения зависимости азотных удобрений от ископаемого топлива. В частности, электролитический аммиак, или аммиак, производимый исключительно с использованием возобновляемой энергии, предложенный в качестве решения для удовлетворения европейского спроса на энергию с началом событий в Украине, имел ограниченный успех.



Минь Хой Ле, старший вице-президент и руководитель глобального направления водорода в Rystad Energy

— Более 1/5 мочевины, экспортируемой ближневосточными компаниями, оказывает прямое воздействие на рост сельскохозяйственных культур и сельское хозяйство, при этом наиболее уязвимой страной является Индия, импортирующая 6–8% удобрений из стран Персидского залива. Закрытие про-

лива может быстро привести к реальным рискам для рынков дальше по цепочке, включая возможную нехватку продовольствия, сбои в производстве, нарушение целостности водных ресурсов и другие серьезные глобальные проблемы, в зависимости от продолжительности войны.

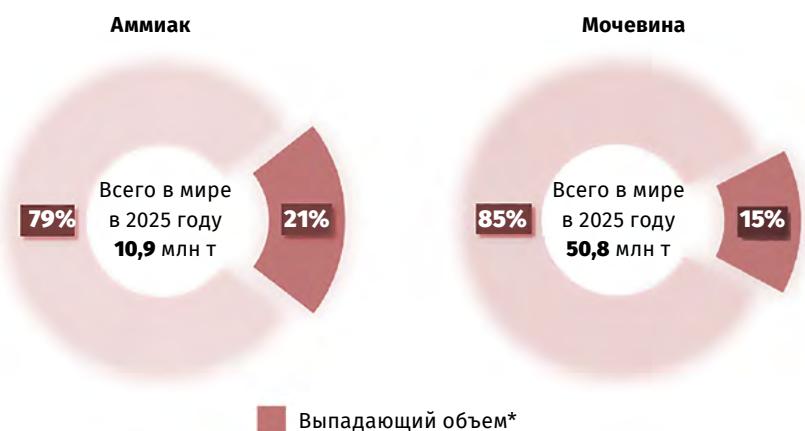
В настоящее время подобная альтернатива изучается в Китае, но ее успех в замене или вытеснении традиционных удобрений еще предстоит оценить. В целом, стоимость электролитического аммиака выше, хотя недавние тендеры этой продукции из Индии показали цены, близкие к ценам на традиционный аммиак.

В 2026 году на рынке появятся и другие сделки: например, между Uniper и AM Green на электролитический аммиак, производимый в Индии и экспортируемый в Европу, а также сделка Yara с АТОМЕ в Уругвае. Но реальное поступление этих объемов прогнозируется примерно к 2030 году, поэтому в ближайшей перспективе существенного улучшения ситуации ожидать нельзя.

Потери рынка

Объем мировой торговли аммиаком в 2025 году составил около 10,9 млн тонн, что заметно меньше 12,3 млн тонн 2024 года. Около 15% всего торгового объема может пострадать из-за длительного закрытия пролива, в основном из-за Саудовской Аравии,

Влияние перекрытия Ормузского пролива на мировую торговлю аммиаком и мочевиной



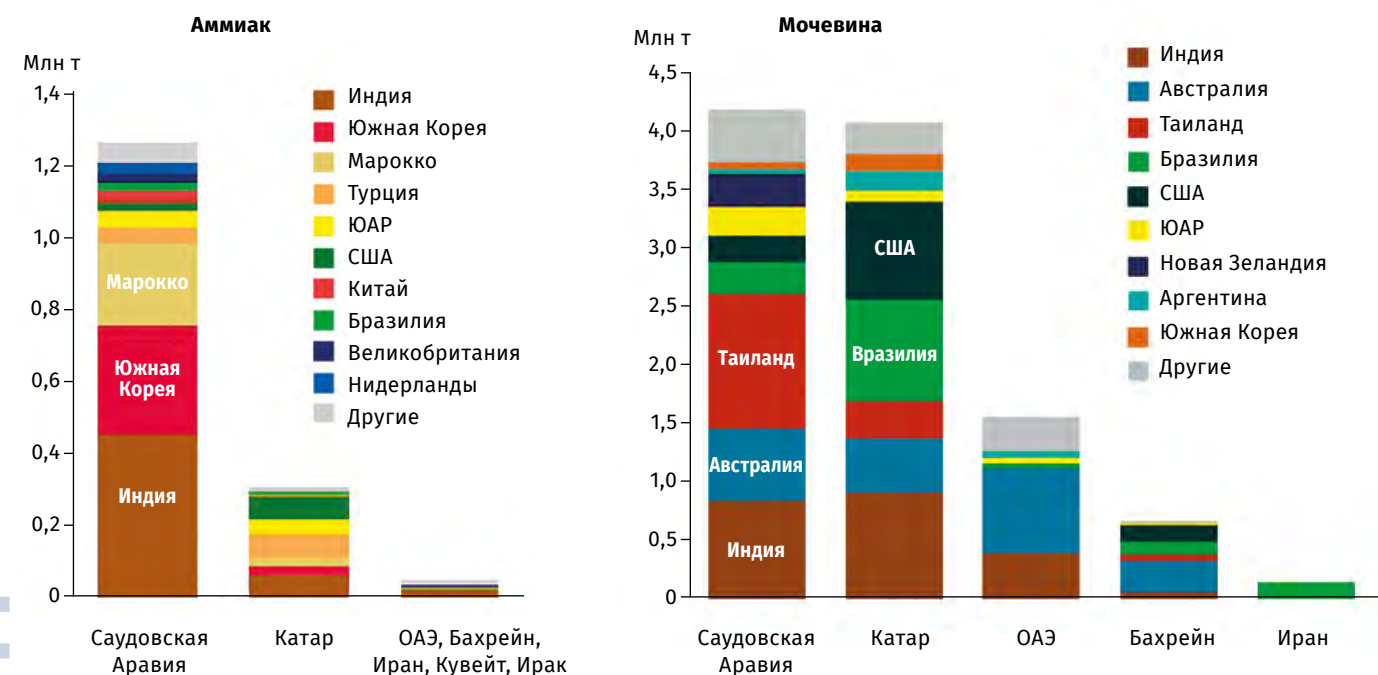
* объемы Катара, Саудовской Аравии, Ирана, ОАЭ, Ирака, Кувейта и Бахрейна
Источник: Rystad Energy

поскольку большая часть поставок и торговли осуществляется на ее восточном побережье. Если произойдут перебои в поставках удобрений сельскохозяйственному сектору, Rystad прогнозирует снижение общего мирового производства продовольственных культур.

Для мочевины ситуация еще серьезнее. Объем мировой торговли мочевиной в 2025 году составил около 50,8 млн тонн, из кото-

рых примерно 10,6 млн приходится на пострадавшие страны, в основном Саудовскую Аравию, Катар и ОАЭ. Из этого объема 2,2 млн тонн в год экспортировалось в Индию, что еще раз подчеркивает зависимость страны от удобрений с Ближнего Востока. Такие страны, как Таиланд, Австралия, Бразилия и США, в настоящее время также импортируют значительные объемы мочевины из региона.

Поставки аммиака и мочевины из стран Персидского залива



Источник: Rystad Energy

Эскалация рисков

Происходящее не является единственным случаем для отрасли удобрений. В последние годы уже испытывали давление и другие торговые коридоры. С началом событий в Украине значительно

сократились объемы поставок из России, однако она осталась важной частью рынка удобрений в 2025 году, обеспечивая около 5% мировой торговли аммиаком и 15% экспорта мочевины. Недавние события на Ближнем Востоке добавляют еще один уро-

вень риска к и без того напряженной ситуации на рынке торговли аммиаком и удобрениями, подчеркивая, насколько сконцентрированы эти потоки через небольшой круг поставщиков и узких мест.

Немецкая SKW наращивает производство удобрений на фоне роста цен



В период роста цен в начале 2025 года SKW временно закрыла один из своих двух заводов по производству аммиака.

В зависимости от контекста

Однако цены на удобрения также растут. 20 апреля Platts оценила спотовую цену гранулированной мочевины FCA France в €760 за тонну, что на 51% выше, чем непосредственно перед началом войны на Ближнем Востоке.

Сокращение транзита через Ормузский пролив помимо нефти и СПГ также привело к значительному сокращению потоков

Несмотря на сохраняющиеся высокие цены на природный газ в Европе на фоне продолжающихся торговых сбоев, вызванных войной с Ираном, производитель удобрений и химикатов SKW Stickstoffwerke Piesteritz, один из крупнейших потребителей газа в Германии, впервые за три года работает «более или менее» на полную мощность. Об этом генеральный директор компании Петр Чингр заявил в интервью Platts в апреле 2026 года.

По его словам, газ является ключевым сырьем для SKW, при полной загрузке потребляющей около 14 ТВт·ч/г (1,3 млрд м³) для производства аммиака. С начала войны с Ираном цена на газ нидерландского хаба TTF на месяц вперед, по данным Platts, поднималась до 61,94 €/МВт·ч и в целом оставалась примерно на 27% выше, чем до начала войны.



УДОБРЕНИЯ

удобрений. По данным S&P Global Energy, на долю производителей с Ближнего Востока приходилось около 29% мирового экспорта мочевины в 2025 году.

Поэтому после кратковременного сокращения производства в начале конфликта SKW увеличила объемы производства, поскольку сохранялся межтоварный дефицит, пояснил Чингр. Глава SKW ожидает, что вместо ускорения спада промышленной активности, охвативший Европу в последние годы, шок предложения и скачки цен, вызванные конфликтом в Персидском заливе, окажут противоположный эффект.



“ЕВРОПЕЙСКИЕ ПОЛИТИКИ УВИДЯТ — ИЛИ УЖЕ ВИДЯТ, — НАСКОЛЬКО ВАЖНО СОХРАНИТЬ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ В ЕВРОПЕЙСКОМ РЕГИОНЕ. ОРМУЗСКИЙ КОНФЛИКТ ПОКАЗАЛ ПОЛИТИКАМ И НАСЕЛЕНИЮ, НАСКОЛЬКО ВАЖНО ИМЕТЬ СОБСТВЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВО, СКАЖЕМ ТАК, КРИТИЧЕСКИ ВАЖНЫХ ХИМИЧЕСКИХ ВЕЩЕСТВ, В ЕВРОПЕ.

Петр Чингр, SKW

Меры стимулирования производства

Чингр выделил две меры политики ЕС, которые он бы поддержал в целях укрепления SKW и всей отрасли в целом. Во-первых, это исключение производства некоторых ключевых химических веществ, включая аммиак, из системы торговли выбросами ЕС или установление более низких цен на них в рамках этой системы. Во-вторых, изменение ЕС правил регулирования выбросов метана, которые со следующего года должны ввести более жесткие требования к импортерам газа, нефти и угля.

Несмотря на поддержку поэтапного отказа ЕС от российского газа и СПГ, он также подчеркнул,

что если Россия снова станет «стабильной страной», у ЕС будут основания возобновить торговлю газом. «Если такой газ снова станет доступен, это будет экономически оправдано», — сказал он.

В ближайшей перспективе, если война на Ближнем Востоке скоро утихнет и торговля через Ормузский пролив полностью возобновится, Чингр ожидает стабилизации цен на газ в Европе на уровне около €30/МВт·ч до конца 2026 года.



Индия направляет газ в производство мочевины и промышленность

Индия предприняла шаги по наращиванию поставок газа на действующие заводы по производству мочевины, а также по увеличению доступности газа для других промышленных и коммерческих секторов, включая городскую газораспределительную сеть, несмотря на продолжающийся конфликт на Ближнем Востоке, говорится в заявлении правительственного бюро информации PIB от начала

апреля 2026 года, согласно сообщению Platts.

Поставки газа на действующие заводы по производству мочевины, составлявшие приблизительно 70–75% от их среднего шестимесячного потребления, с 6 апреля увеличены примерно до 90%, отмечается в заявлении. С этого же момента доступность газа для других промышленных и коммерческих секторов, вклю-

чая городские газораспределительные сети, также увеличена на дополнительные 10%.

Эти шаги предпринимаются на фоне проблем Индии, четвертого по величине покупателя СПГ в мире, с поставками газа, вызванными продолжающимся конфликтом на Ближнем Востоке. Более 60% поставок СПГ в страну поступает из этого региона.

Без газа. Китай делает мочевины из угля и сокращает экспорт удобрений

В то время как большинство стран зависят от природного газа, китайская промышленность по производству мочевины из угля смягчила последствия войны с Ираном и ценовых потрясений, прокатившихся по мировым рынкам удобрений, пишет Reuters.

Ежегодно фермеры по всему миру добавляют к посевам около 200 млн тонн трех основных питательных веществ: азота, фосфора и калия – важнейших строительных блоков для роста растений. Азот составляет наибольшую долю в мировом использовании неорганических удобрений, в 2023 году на его долю приходилось 58% производства. Мочевина — неорганическое азотное удобрение в чистом виде.

Угольная самодостаточность

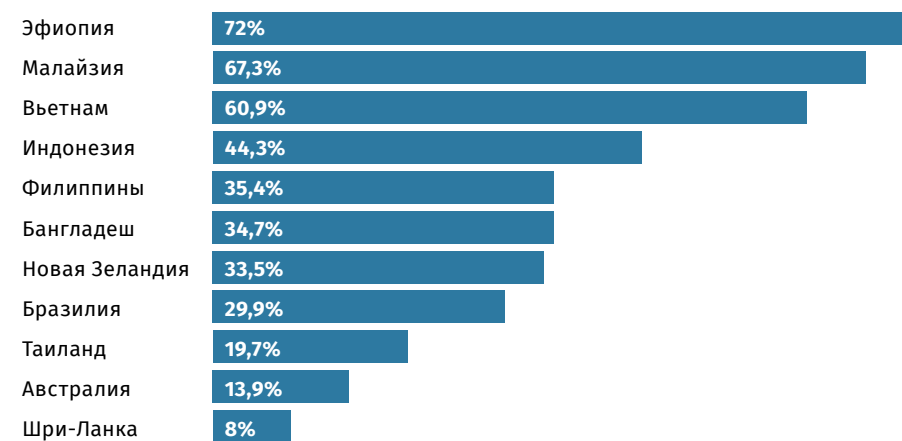
Китай в значительной степени самодостаточен в производстве мочевины: около 78% его продукции производится из угля, а не из природного газа, что является ключевым отличием от других крупных экспортеров, таких как Катар, Россия и Саудовская Аравия, которые полагаются преимущественно на газ. Хотя технические процессы преобразования угля или газа в мочевины в основном одинаковы, на начальном этапе есть некоторые ключевые различия.

Модель производства на основе угля дает Китаю доступ к обильным, производимым внутри

страны источникам энергии, снижая зависимость от нестабильных международных цен на газ и перебоев в поставках. В ходе войны с Ираном в начале 2026 года, нарушившей судоходство через Ормузский пролив, по которому проходит примерно 30% мировой торговли удобрениями, цены на мочевины за пределами Китая выросли примерно на 70%. В противовес этому Китай поддерживал достаточные запасы, удерживая внутренние цены примерно на уровне трети от международного уровня, пишет Reuters.

Китайская индустрия удобрений развивалась параллельно с его тяжелой промышленностью на основе угля, а не вокруг газа. Китай является крупнейшим и производителем, и потребителем азотных удобрений.

Страны, в наибольшей степени зависящие от поставок удобрений из Китая



Источник: International Trade Centre, Reuters

Ограниченный экспорт

Китай является одним из крупнейших экспортеров удобрений. В прошлом году он экспортировал продукцию на сумму более \$13 млрд и уже на протяжении длительного времени контролирует экспорт с целью поддержания низких цен для фермеров.

В 2025 году, по разным данным, Китай обеспечивал примерно треть импорта удобрений в Малайзии и Новой Зеландии, около 20% в Бразилии, Индонезии и Таиланде, а также 16% в Индии. Но в

настоящее время, согласно анализу китайских таможенных данных, проведенному Reuters, действуют ограничения на объем от 50% до 80% экспорта.

По словам источников в отрасли, Китай ужесточает конт-

роль за экспортом удобрений для защиты своего внутреннего рынка, что создает дополнительную нагрузку на мировые рынки, уже испытывающие дефицит. «Покупатели надеялись, что Китай вмешается и заполнит дефицит пред-

ложения, но это решение только еще больше сократит поставки», — цитирует Reuters представителя компании по производству удобрений из Нью-Дели.

Внедрение технологий CCUS: и неудачи, и прогресс

Международное энергетическое агентство (IEA) считает, что в 2025 году был сделан ряд важных шагов вперед в расширении использования, улавливания и хранения углерода (CCUS). Несмотря на некоторые задержки и отмены, в проектах были достигнуты значительные результаты на ключевых рынках, а растущее финансирование придало им дополнительный импульс.

Поступательный рост мощностей

Внедрение технологий CCUS в Европе претерпело существенные изменения: в Норвегии начал работу первый в мире специализированный центр хранения углекислого газа (CO₂). Крупные проекты также были введены в эксплуатацию в Китае и Северной Америке, а строительство новых объектов началось в восьми странах мира.

По данным IEA, в период с первого квартала 2025 года по первый квартал 2026 года объемы мощностей по улавливанию, введенных в эксплуатацию или находившихся в стадии строительства, были более чем на 10% выше, чем годом ранее. Мощности хранения при этом увеличились примерно на 25%.

В части перспективных проектов их общий потенциальный объем улавливания CO₂ остался на уровне 425 млн тонн, хотя сроки ввода в эксплуатацию большей части запланированных мощностей были сдвинуты на 2035 год из-за задержек в получении разрешений и строительстве, а также общей неопределенности на рынке.

За последние два года было привлечено более \$15 млрд в виде коммерческого долга почти исключительно на тех рынках, где правительство снизило риски, связанные с улавливанием, транспорти-

ровкой и хранением CO₂. Однако для достижения стадии принятия ОИР в большем числе проектов потребуется дополнительная поддержка со стороны государства с целью создания жизнеспособных бизнес-моделей.

В региональном разрезе наибольший рост мощностей и по улавливанию, и по хранению CO₂ в 2025 году наблюдался в Европе и на Ближнем Востоке. В Северной Америке зафиксировано значительное увеличение мощностей хранения CO₂, хотя в области улавливания многие проекты были приостановлены или задерживались.

За чей счет?

Целенаправленная государственная поддержка помогла укрепить экономические показатели проектов и снизить инвестиционные риски. В Европе долгосрочные гарантии доходов, в основном за счет углеродных контрактов на разницу цен, вместе с механизмами распределения рисков позволили принять ОИР по более дорогостоящим проектам улавливания (например, в производстве цемента) и крупным транспортно-складским узлам.

В Северной Америке проекты по улавливанию, особенно в низкотратных областях применения, таких как производство удобрений и биоэтанола, продолжали поддерживаться за счет налоговых льгот.

На Ближнем Востоке прогрессу способствовали операции с углеводородами, а также ожидаемый спрос на топливо и материалы с низким уровнем выбросов, при этом риски в значительной степени управлялись участием государственных нефтегазовых

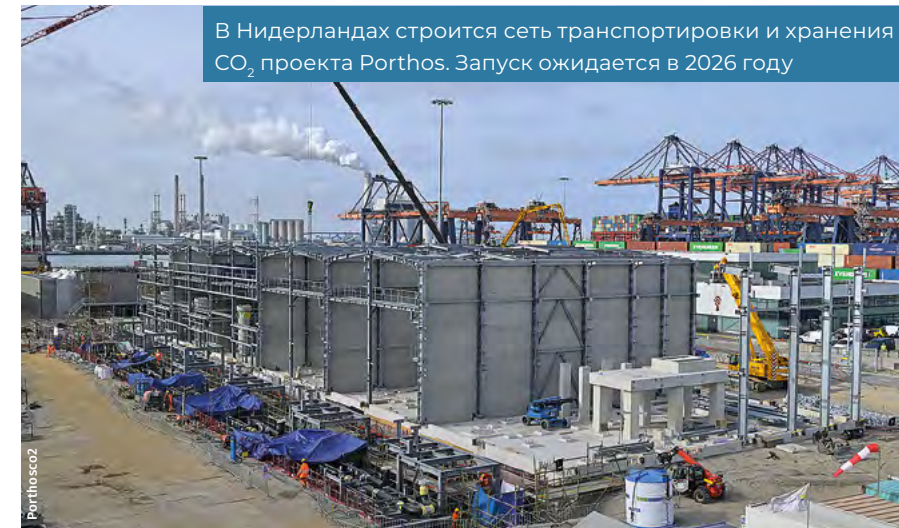
компаний в качестве спонсоров проектов.

Объем кредитования коммерческих банков в этом секторе достиг беспрецедентных уровней, отмечает IEA. Но финансирование по-прежнему сосредоточено на рынках с надежными механизмами снижения финансовых рисков, связанных с проектами CCUS. На Великобританию, где сочетаются долгосрочные контракты с эмитентами, механизмы компенсации между цепочками поставок и государственная поддержка для покрытия долгосрочных рисков, в последние два года приходилось около 85% такого финансирования.

Узкие места проектов

Несколько сегментов сектора CCUS в 2025 году столкнулись с растущими трудностями. В частности, проекты, планирующие улавливать CO₂ с водородных производственных площадок, с трудом продвигались на глобальном уровне из-за отсутствия твердых долгосрочных соглашений о закупке продукции. Это привело к приостановкам или задержкам, в том числе для проектов, уже на стадии ОИР, включая крупные проекты в США и Канаде. Даже на рынках с государственными программами поддержки спроса, таких как Великобритания, было отменено несколько объявленных проектов CCUS, связанных с водородом.

С трудностями в обеспечении банковского спроса столкнулись проекты по удалению углекислого газа (CDR). Тепловая электростанция, работающая на биомассе и эксплуатируемая компанией Stockholm Exergi в Швеции, стала редким примером проекта биоэнергетики с улавливанием и хранением углерода (BECCS), который продвинулся вперед со значительными обязательствами по закупке продукции. Это, скорее, исключение, чем правило. В Швеции и других странах ряд запланированных проектов BECCS в 2025 году были отменены или отложены. Разработчики столкнулись с неопределенностью на добровольном



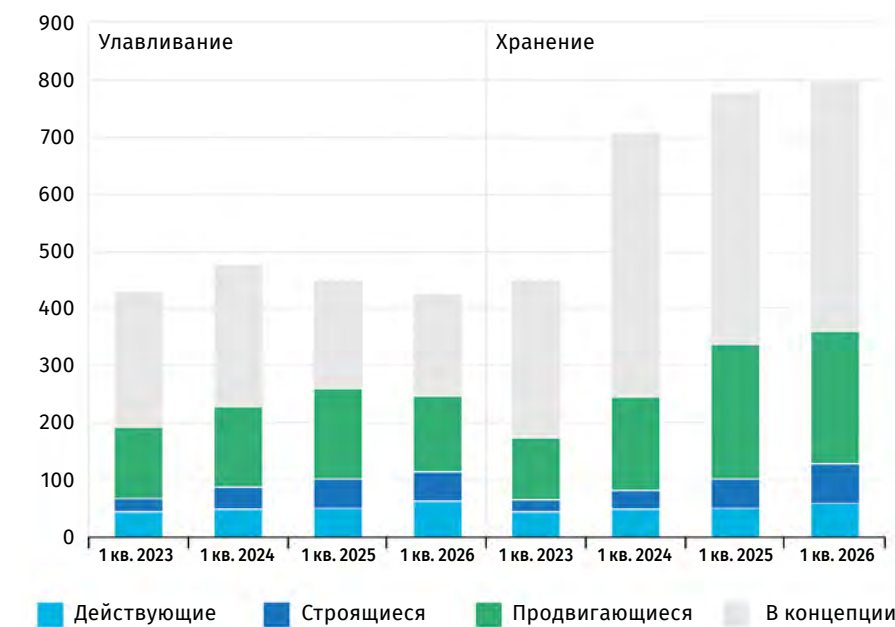
В Нидерландах строится сеть транспортировки и хранения CO₂ проекта Porthos. Запуск ожидается в 2026 году

углеродном рынке, особенно из-за нехватки ликвидных долгосрочных контрактов.

В США проекты, связанные с высокими затратами на улавливание углерода, которые обычно превышают налоговый вычет в размере \$85 за тонну (как это зачастую бывает в промышленности и энергетике), столкнулись с задержками и отменой после отказа в крупных государственных грантах на финансирование детальных инженерных исследований. Растущий интерес к улавливанию и хранению углерода как способу обеспечения стабильного

энергоснабжения с низким уровнем выбросов со стороны ЦОД также пока не смог существенно повлиять на ряд проблем. В штатах США, где выдача разрешений на хранение контролируется на федеральном уровне, эта задача остается узким местом, замедляя развитие новых хранилищ и приводя к задержке запланированных проектов до 2035 года. В части транспортировки опасения местных жителей продолжают сдерживать развитие новых трубопроводов для CO₂. Исключением стал проект Trailblazer с перепрофилированным существующим газопроводом.

Заявленные к 2035 году мощности улавливания и хранения CO₂

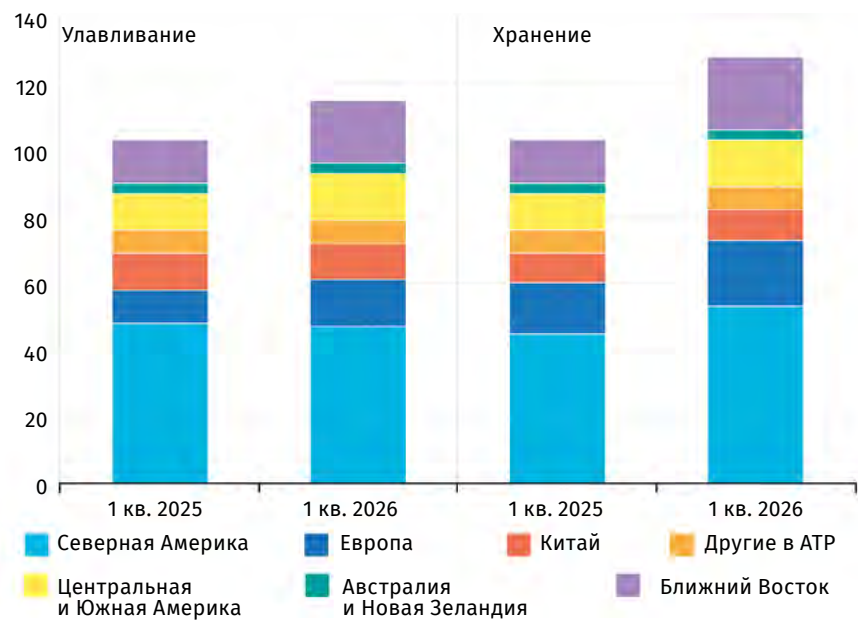


Источник: IEA

Первый в мире мультиклиентский центр хранения CO₂ начал работу в Норвегии в августе 2025 года



Действующие и строящиеся мощности CCUS по регионам мира



Источник: IEA

Планы и тенденции 2026

В 2026 году ожидается достижение новых ключевых этапов в нескольких крупных проектах CCUS. Должен начать работу проект Porthos в Нидерландах, который станет второй в Европе крупномасштабной сетью транспортировки и хранения CO₂. В Соединенном Королевстве готовятся к строительству первого этапа оставшихся проектов улавливания CO₂. Ожидается дополнительный импульс в развитии хранилищ в Средиземноморье: принятие ОИР по проекту Ravenna Phase 2 в Италии и Prinos CO₂ в Греции. В то же время многие проекты CCUS, связанные с нефтегазовыми опера-

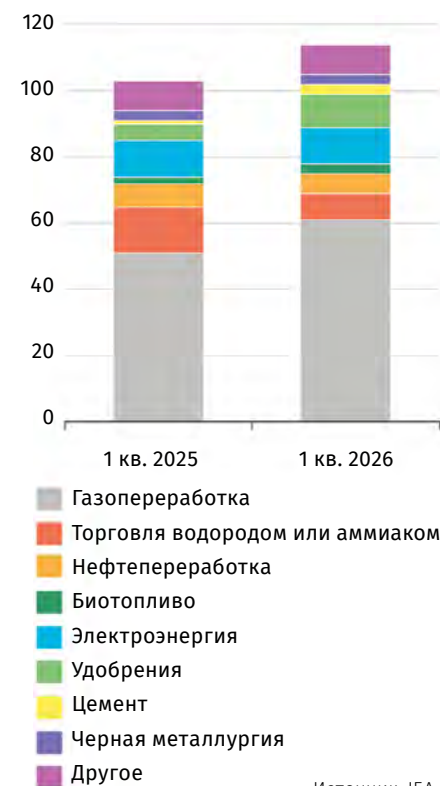
циями на Ближнем Востоке, сталкиваются со значительной неопределенностью в нынешнем геополитическом контексте.

В 2026 году может увеличиться разрыв между развитием технологий улавливания и хранения CO₂, создавая неопределенность для разработчиков систем транспортировки и хранения. Продолжают развиваться проекты по хранению углекислого газа. Несколько крупных площадок находятся в стадии строительства или приближаются к принятию ОИР, при этом объемы улавливания не успевают за ростом спроса. Риски недоиспользования инфраструктуры иллюстрирует решение норвежской нефтегазовой компании Equinor

В Швеции реализуется проект улавливания и хранения углерода на тепловой электростанции, работающей на биомассе



Действующие и строящиеся мощности улавливания CO₂ по секторам экономики



Источник: IEA

сократить часть своих инвестиционных планов в области хранения углекислого газа. Без более четких сигналов спроса некоторые разработчики могут медлить с началом реализации проектов, что подчеркивает необходимость политики, обеспечивающей большую определенность объемов.

Также могут появиться новые рынки. В Германии, Франции и Японии новые долгосрочные схемы получения дохода могут помочь снизить риски для разработчиков проектов по улавливанию углекислого газа, стимулируя спрос на общую инфраструктуру. Новый пакет поддержки промышленной декарбонизации в Индии на сумму \$2,2 млрд также может открыть возможности, особенно в секторах, где выбросы углекислого газа сложно сократить.

Для привлечения частного капитала решающее значение будут иметь механизмы распределения рисков, как показал и успешный и неудачный опыт 2025 года. ●

КАЛЕНДАРЬ 2026

Прием заявок на участие и выступление с докладом уже открыт.
 Воспользуйтесь возможностью выгодно представить Вашу компанию!
info@enleader.ru | enleader.ru | +7 915 315-44-41

- БИТУМЫ 2026**
 Технологии, производство, логистика
 9 февраля, Москва
- СМАЗОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ 2026**
 Конгресс руководителей рынка смазочных материалов
 10 - 11 февраля, Москва
- НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА 2026**
 Конференция и выставка по нефтепереработке: проекты, технологии, оборудование, катализаторы
 12 - 13 февраля, Москва
- КАТАЛИЗАТОРЫ 2026**
 Конференция и выставка по катализаторам нефтепереработки и нефтегазохимии
 6 - 7 апреля, Москва / Подмосковье
- ОПЕРАЦИОННАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ 2026**
 Конференция и выставка по повышению операционной эффективности в азотной, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности
 8 - 9 апреля, Москва / Подмосковье
- ТОИР 2026**
 Конференция и выставка по технологиям обслуживания и ремонта нефтегазохимических предприятий
 10 апреля, Москва / Подмосковье
- ВОДА ДЛЯ ВСЕХ 2026**
 Конференция и выставка по водоподготовке и водоочистке в промышленности
 21 сентября, Москва, Хилтон Ленинградская
- ГАЗ И ХИМИЯ 2026**
 Конференция и выставка по технологиям и оборудованию для газовой и химической промышленности
 22 сентября, Москва, Хилтон Ленинградская
- ЮБИЛЕЙНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ СЛАНЕФТЬ-ЯНОС 2026**
 23-25 сентября, Москва, Хилтон Ленинградская / Ярославль
- РЕЗЕРВУАРЫ 2026**
 Конференция и выставка по сосудам, резервуарам и системам налива и учёта в нефтегазовой отрасли: рынки, технологии, строительство, обслуживание
 27 октября, Санкт-Петербург / Мурманск
- ТЕРМИНАЛЫ 2026**
 Развитие терминалов и портов. Технический визит на действующий терминал
 28-29 октября, Санкт-Петербург / Мурманск



АНАЛИЗ УПРАВЛЕНИЯ ОПЕРАЦИОННЫМИ РИСКАМИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

на примере ООО «Газпром добыча Уренгой»



СЕРГЕЙ АЛЕКСЕЕВ,
заместитель генерального директора
по экономике и финансам

ВАДИМ ЛОБАНОВ,
начальник Инженерно-технического
центра (ИТЦ)

АНТОН ТИПУГИН,
заместитель начальника центра
по инновационному развитию и
перспективному планированию ИТЦ

ЭДУАРД ЗИНАТУЛЛИН,
начальник отдела экономического
анализа ИТЦ

ЕВГЕНИЙ ИВАНОВ,
ведущий экономист – руководитель
группы управления рисками отдела
экономического анализа ИТЦ

ООО «Газпром добыча Уренгой»

Современная культура ведения бизнеса тесно связана с ответственным отношением к управлению рисками в условиях неопределенности. Деятельность вертикально интегрированных нефтегазовых холдингов подвержена операционным рискам в области устойчивого развития.

Рассмотрим различные аспекты операционных рисков в нефтегазовой промышленности на примере ООО «Газпром добыча Уренгой», основные факторы их возникновения, взаимосвязь с другими видами рисков, влияние на бизнес-процессы компании. Особое внимание уделим методам оценки и способам реагирования на операционные риски.

ООО «Газпром добыча Уренгой» реализует стратегии ПАО «Газпром», выполняет локальные задачи на территории своего присутствия, частично несет риски головной компании. Функционирование производственной инфраструктуры «Газпрома» сопровождается операционными рисками, связанными с необходимостью обеспечения безопасного и бесперебойного снабжения конечных потребителей.

Операционные риски – это риски убытков в результате не-



адекватных или ошибочных внутренних процессов, действий работников и систем или внешних событий. Под определение «операционные риски» подпадают риски, связанные с безопасностью, диагностическим обследованием, персоналом, информационными технологиями и автоматизацией, налоговой политикой, охраной труда, ростом затрат (снижением рентабельности), эксплуатацией основного производственного оборудования (за исключением рисков промышленной безопасности, пожарной безопасности) и т. д.

Отнесение операционных рисков к числу одних из значимых для компании обусловлено тем, что организация является капиталоемкой, что характерно для отраслей, производств или процессов, требующих значительных вложений в основной капитал (оборудование, здания, инфраструктуру) по сравнению с другими средствами (труд или сырье). Производственные процессы компании сосредоточены на эксплуатации основных производственных средств в целях обеспечения бесперебойной добычи и транспортировки газа. В этом заключается отличие от других ор-

ганизаций газовой промышленности, например, осуществляющих реализацию газа на экспорт или внутренним потребителям, для которых на первый план выходят рыночные, политические или риски государственного регулирования.

Наряду с внешними неблагоприятными факторами функционирования холдинг имеет внутренние проблемы, связанные с высвобождением производственных мощностей, что приводит к росту затрат на их обслуживание и восстановление или замену для предупреждения ситуаций, генерирующих операционные риски.

Мировой опыт в управлении рисками

Широкое распространение получили три основные концептуальные модели по управлению рисками – FERMA, COSO и ISO. Они предлагают видение «идеальной» системы управления рисками, то есть задают некоторые эталоны для организаций, осуществляющих непрерывный процесс управления рисками, при этом имеют немного различное представление об этом «идеальном» процессе.

• **Модель управления рисками в стандарте FERMA** была разработана в 2002 году. В ней представлен процесс постановки системы риск-менеджмента и даны конкретные рекомендации, но предназначена она прежде всего для риск-менеджеров. Согласно стандарту FERMA, высшее руководство должно прилагать усилия для интеграции осведомленности о рисках в корпоративную культуру и внедрения управления рисками на всех организационных уровнях: все это необходимо для облегчения воплощения стратегий в тактические и операционные цели. Неопределенные и потенциальные события, определяемые внешними или внутренними факторами, могут быть либо угрозами либо возможностями для организации, влияющими на различные точки зрения, такие как стратегические, операционные и финансовые.

• **Модель управления рисками предприятия COSO** была разработана аудиторской компанией PricewaterhouseCoopers в 2004 году. Целью COSO является обеспечение интеллектуального лидерства в трех взаимосвязанных областях: управление рисками предприятия (ERM), внутренний контроль, предотвращение мошенничества и управление. Основной акцент в модели COSO ERM направлен на повышение достоверности отчетности предприятий. COSO ERM рекомендует проактивный подход к управлению рисками (предвосхищая их) и формирование альтернативных данных. Поскольку значимость альтернативных данных растет и развивается с точки зрения как их ценности для организаций, так и связанных с ними рисков, советы директоров, высшее руководство, персонал по соблюдению требований и раскрытию данных должны быть знакомы с рисками и возможностями, которые они представляют.

• **Модель управления рисками в стандарте ISO 31000** была разработана в 2009 году, вторая версия вышла в 2018 году. Она пред-

назначена для организаций всех типов и размеров, создающих и защищающих стоимость путем управления рисками, принятия решений, постановки и достижения целей, а также повышения производительности. Управление рисками рассматривается, с одной стороны, как интерактивный процесс, помогающий определять стратегию, достигать цели и принимать обоснованные решения, а с другой – как часть корпоративного управления и лидерства, оказывающего значительное воздействие на то, как осуществляется управление организацией на всех уровнях.

Российские стандарты управления рисками напрямую связаны с международными. В России оно осуществляется на базе нескольких ГОСТов. Российским аналогом ISO 31000 является ГОСТ Р ИСО 31000-2019. Стандарт направлен на создание и защиту ценностей организаций путем менеджмента риска, принятия решений, постановки и достижения целей, повышения эффективности деятельности. Устанавливает ряд принципов, которые необходимо соблюдать для того, чтобы менеджмент риска был эффективным. Рекомендует, чтобы организации разрабатывали, внедряли и постоянно улучшали структуру и процесс менеджмента риска, что будет способствовать росту ценности организаций.

Сравнивая стандарты управления рисками, можно сделать вывод, что они различаются по множеству параметров – в подходах, стилистике и объеме документации. Однако объединяет все модели понимание того, что риск представляет собой воздействие неопределенности на решение поставленных перед компанией задач.

В дочерних обществах ПАО «Газпром» применяется интегрированная система управления операционными рисками, взявшая в себя лучшие наработки как российских, так и международных стандартов.

Особенности формирования системы управления операционными рисками в ООО «Газпром добыча Уренгой»

Формирование современной системы управления операционными рисками в организации является развитием существующей общей системы управления рисками, ориентированной в основном на финансовые и другие риски, посредством введения инструментов управления операционными рисками. Таким образом, система управления операционными рисками представляет собой подсистему, в которой объектом управления являются именно операционные риски.

Методическое обеспечение стратегического управления рисками компании предлагает большой выбор способов достижения целей бизнес-процессов.

Методы идентификации операционных рисков

Выявление рисков событий или идентификация рисков осуществляется после определения внутренней среды системы риск-менеджмента и постановки ее целей и заключается в определении, исследовании и описании рисков с указанием их источников, событий, причин и потенциальных последствий [5].

При идентификации рисков в компании применяется несколько стандартных методов, основанных на документальных свидетельствах, опросные, а также индуктивные методы. Принимая во внимание, что «Газпром добыча Уренгой» является крупным предприятием с многотысячным штатом сотрудников, идентификация рисков осуществляется в несколько этапов, с применением различных методов в зависимости от субъекта управления и имеющихся компетенций. Для первичного анализа используются опросные методы, проводимые в заочной форме, которые направляются экспертам

в структурные подразделения. При заполнении указанных контрольных листов (анкет) эксперты используют индуктивные методы и методы, основанные на документальных свидетельствах. Далее при необходимости используются дополнительные методы путем организации очных интервью и совещаний. При реализации первого этапа управления риска-

ми в компании, по данным на 1 мая 2025 года, было идентифицировано 196 операционных рисков.

Методика оценки рисков

В ООО «Газпром добыча Уренгой» разработаны Методические рекомендации по управлению рисками с использованием качественных оценок, которые заключаются в численном расчете

вероятности риска и его последствий с применением методов математической статистики, теории вероятностей и т. п.

Оценка риска представляет собой процесс определения вероятности его реализации (табл. 1) и суммарных значений оценки влияния последствий (табл. 2-5).

Получение сводной балльной оценки последствий реализации

Таблица 1. Шкала качественной оценки вероятности реализации риска

Качественная оценка	Балльная оценка	Описательный	Способ интерпретации		В % вероятности
			С точки зрения исторических данных		
			общество	дочернее общество ДОО	
Очень высокая	5	Событие почти точно произойдет	Имело место более 3 случаев реализации рисков событий за последний год в Обществе	Имело место более 3 случаев реализации рисков событий за последний год в Обществе ДОО	> 80%
Высокая	4	Событие скорее произойдет, чем не произойдет	Имело место до 3 случаев реализации рисков событий за последний год в Обществе	Имело место до 3 случаев реализации рисков событий за последний год в Обществе ДОО	50-80%
Средняя	3	Событие может произойти	Имел место один случай реализации рисков событий за последний год в Обществе	Имел место один случай реализации рисков событий за последний год в Обществе	20-50%
Низкая	2	Событие скорее не произойдет, чем произойдет	Имело место несколько случаев реализации рисков событий за последние 5 лет в Обществе	Имело место несколько случаев реализации рисков событий за последние 5 лет в Обществе	5-20%
Очень низкая	1	Крайне маловероятно, что событие может произойти	Не было ни одного случая реализации рисков событий за последние 10 лет в Обществе	Не было ни одного случая реализации рисков событий за последние 10 лет в Обществе	< 5%

Таблица 2. Шкала оценки влияния реализации риска на репутацию

Категория последствий/ущерба	Балльная оценка	Влияние на репутацию
Критические/Очень высокий	5	Негативное отношение международной общественности. Широкое негативное освещение в международных СМИ. Реакция органов власти на региональном/национальном уровне с потенциальными запретительными мерами в отношении доступа к новым/существующим территориальным регионам, рыночным нишам, финансовым/налоговым инструментам, в отношении выдачи лицензий.
Значительные/Высокий	4	Озабоченность общественности на национальном уровне. Широкое негативное освещение в национальных СМИ. Реакция органов власти на региональном/национальном уровне с потенциальной возможностью введения ограничительных мер и/или влиянием на выдачу лицензий.
Существенные/Средний	3	Озабоченность региональной общественности. Широкое негативное внимание со стороны местных СМИ. Некоторое освещение в национальных СМИ и/или внимание со стороны местных/региональных властей. Негативная позиция местных органов власти/общественных групп.
Мало-существенные/Низкий	2	Некоторая озабоченность местной общественности. Определенное внимание со стороны местных СМИ или местных органов власти, что может отрицательно повлиять на деятельность Общества.
Несущественные/Пренебрежимый	1	Общественности может быть что-то известно, но выражения озабоченности нет. Разовые негативные публикации в местных СМИ.

Таблица 3. Шкала оценки влияния реализации риска на жизнь и здоровье людей

Категория последствий/ущерба	Балльная оценка	Влияние на жизнь и здоровье людей
Критические/Очень высокий	5	Более 3 случаев постоянной полной нетрудоспособности или несчастных случаев с летальным исходом и/или нанесение вреда жизни и здоровья третьих лиц.
Значительные/Высокий	4	От 1 до 3 случаев постоянной полной нетрудоспособности или несчастных случаев с летальным исходом и/или нанесение вреда здоровью третьих лиц.
Существенные/Средний	3	Частичная нетрудоспособность 1 работника и/или продолжительная (более 15 дней) временная нетрудоспособность работника(ов) с возможными рецидивами.
Малосущественные/Низкий	2	Временная нетрудоспособность до 15 дней работников (не более 5 человек).
Несущественные/Пренебрежимый	1	Временная нетрудоспособность (не более 1 дня) работников (не более 5 человек).

Таблица 4. Шкала оценки влияния реализации риска на окружающую среду

Категория последствий/ущерба	Балльная оценка	Воздействие на окружающую среду
Критические/Очень высокий	5	Значительное негативное воздействие на окружающую среду или длительное вредное воздействие на большие территории. Ущерб предприятиям, заповедным территориям, приводящий к крупным штрафам и финансовым убыткам. Необходимо осуществлять масштабные работы по реабилитации территорий.
Значительные/Высокий	4	Значительный ущерб окружающей среде. Необходимо осуществлять восстановительные работы по реабилитации территорий. Долговременное нарушение предельных норм или широкомасштабное вредное воздействие.
Существенные/Средний	3	Ограниченные выбросы, влияющие на прилегающие территории и наносящие ущерб окружающей среде. Неоднократное нарушение предельных норм или многочисленные жалобы.
Малосущественные/Низкий	2	Загрязнение окружающей среды, но без долговременных последствий.
Несущественные/Пренебрежимый	1	Незначительный ущерб окружающей среде в пределах производственной территории.

Таблица 5. Шкала оценки значимости финансовых последствий реализации риска, установленная с использованием абсолютных значений ущерба (абсолютная шкала)

Категория последствий/ущерба	Балльная оценка	Абсолютные значения ущерба	Ущерб, млн руб.
Критические/Очень высокий	5	>Y4	> 200
Значительные/Высокий	4	>Y3-Y4	> 100-200
Существенные/Средний	3	>Y2-Y3	> 50-100
Малосущественные/Низкий	2	Y1-Y2	10-50
Несущественные/Пренебрежимый	1	<Y1	< 10

Таблица 6. Результаты оценки последствий реализации риска

Наименование риска	Последствия, балл			
	для жизни и здоровья людей	для окружающей среды	для репутации	финансовые
1. Риск возникновения просроченной дебиторской задолженности	0	0	2	3
2. Неспособность своевременно и в полном объеме исполнять свои финансовые обязательства	0	0	3	1

риска представляет собой следующую последовательность действий:

- определение рейтингов категорий последствий/ущерба реализации риска;
- определение рейтинга для каждого вида последствий реализации риска;
- определение общего рейтинга последствий реализации риска;
- расчет сводного балла.

Сводная балльная оценка последствий реализации риска рассчитывается в компании с помощью пропорциональной рейтинговой системы оценки – $R2/R1 = R3/R2 = R4/R3 = R5/R4$.

На примере двух рисков рассмотрим определение сводной балльной оценки последствий реализации риска, осуществляемой с использованием пропорциональной рейтинговой системы:

1. В результате проведенной оценки риска получены балльные оценки последствий/ущерба реализации рисков (**табл. 6**).

2. Рейтинги категорий последствий/ущерба реализации риска определены следующим образом:
 $R2/R1 = 2/1 = 2$;
 $R3/R2 = 4/2 = 2$;
 $R4/R3 = 8/4 = 2$;
 $R5/R4 = 16/8 = 2$.

3. Определим теперь рейтинг для каждого вида последствий/ущерба реализации риска в соответствии с **таблицей 7**, устанавливающей для каждой категории последствий/ущерба реализации риска значения рейтинга. Результаты представлены в **таблице 8**.

4. Далее определим общий рейтинг последствий реализации риска по каждому риску путем суммирования значений рейтинга по всем видам последствий риска:

Риск 1: $0+0+2+4 = 6$;

Риск 2: $0+0+4+1 = 5$.

5. Наконец, получим сводную балльную оценку последствий реализации риска с помощью **таблицы 9**. Результаты приведены в **таблице 10**.

Таблица 7. Рейтинги категорий последствий/ущерба реализации риска

Категория последствия/ущерба	Балл	Рейтинг
Критические/Очень высокий	5	16
Значительный/Высокий	4	8
Существенные/Средний	3	4
Малосущественные/Низкий	2	2
Несущественные/Пренебрежимый	1	1

Таблица 8. Рейтинг последствий реализации риска

Наименование риска	Рейтинг последствия, балл			
	для жизни и здоровья людей	для окружающей среды	для репутации	финансовые
1. Риск возникновения просроченной дебиторской задолженности	0	0	2	4
2. Неспособность своевременно и в полном объеме исполнять свои финансовые обязательства	0	0	4	1

Таблица 9. Сводная балльная оценка

Общий рейтинг	Сводный балл
≥ 16	5
≥ 8 и < 16	4
≥ 4 и < 8	3
≥ 2 и < 4	2
< 2	1

Таблица 10. Итоговая балльная оценка

Наименование риска	Общий рейтинг	Сводный балл последствий реализации риска
1. Риск возникновения просроченной дебиторской задолженности	6	3
2. Неспособность своевременно и в полном объеме исполнять свои финансовые обязательства	5	3

Ранжирование операционных рисков

При ранжировании для каждого идентифицированного риска устанавливается его относительный

ранг и определяется значимость уровня риска (**табл. 11**). Значимость уровня риска определяется с использованием критериев и шкал для вероятности и послед-

Таблица 11. **Определение уровня ранжирования рисков**

Наименование риска	Вероятность реализации риска (рис.1)	Сводный балл последствий реализации риска	Уровень риска для целей ранжирования	
			значение, балл	значимость уровня риска
1. Риск возникновения просроченной дебиторской задолженности	2	3	5	Существенный риск
2. Неспособность своевременно и в полном объеме исполнять свои финансовые обязательства	1	3	4	Несущественный риск

Таблица 12. **Результаты ранжирования операционных рисков**

Уровень риска по значимости (для целей ранжирования)	Уровень риска по значению в баллах (сводный балл последствий + оценка вероятности)	Операционные риски Общества
Критический риск	От 8 до 10 баллов	0
Существенный риск	От 5 до 7 баллов	13
Несущественный риск	От 2 до 4 баллов	183

ствий реализации риска, которые вводятся для каждого уровня управления.

Риски по значимости их уровня подразделяются на критические, существенные и несущественные (табл. 12). Критические и существенные риски образуют группу ключевых рисков.

Таким образом, в компании выявлены 13 существенных и 183 несущественных операционных рисков.

Разработка и реализация мероприятий по управлению операционными рисками

Мероприятия по управлению рисками разрабатываются в отношении всех ключевых рисков. В отношении существенных рисков мероприятия реализуются с применением принципа экономической целесообразности.

При разработке мероприятий по управлению рисками определены цели и ожидаемые результаты с указанием основных этапов и сроков их реализации, необходимых ресурсов.

Реагирование на риск осуществляется следующими основными способами:

- уклонение (избежание) от риска;
- принятие (сохранение/удержание);

- снижение (сокращение);
- перераспределение (передача) риска.

Реализация стратегии уклонения (избежания) от риска предполагает отказ от шагов и деятельности, в результате которой возникает риск, полный отказ от потенциальных источников риска. Данная стратегия реагирования выбирается по причине отсутствия (практически реализуемой) возможности удержания уровня риска в допустимых пределах. Уклонение от риска является безальтернативным способом реагирования в тех случаях, когда остаточный уровень риска превышает предельно допустимый при реализации других возможных способов реагирования или когда затраты на реализацию других стратегий превышают ожидаемый эффект.

Принятие (сохранение/удержание) риска – отсутствие действий, применяемых при других способах реагирования на риск, самострахование. Данный способ возможен в тех случаях, когда уровень риска не превышает допустимый. Применение данного способа предполагает проведение мониторинга риска и реагирования в случае превышения предельно допустимого уровня риска.

Снижение (сокращение) риска предусматривает реализацию мероприятий, осуществление действий, направленных на уменьшение уровня риска. Условиями реализации данного способа реагирования является существование мероприятий, позволяющих снизить уровень риска до приемлемого, эффект от применения которых превышает затраты на их осуществление. Выбор этого способа часто происходит в тех случаях, когда по причинам безопасности или низкой эффективности нельзя перераспределить (передать) риск другой стороне.

Перераспределение (передача) риска – разделение риска с другой стороной или сторонами, страхование или аутсорсинг. Такой способ реагирования часто применяется в комплексе со снижением (сокращением) риска, когда часть риска передается, а часть – снижается с помощью проведения мероприятий.

Заключение

Рассмотренный в статье и реализованный в Методических рекомендациях подход используется при управлении операционными рисками, в том числе в области устой-



чивого развития системы управления рисками и внутреннего контроля (СУРиВК) ООО «Газпром добыча Уренгой». Он позволяет оптимизировать процедуры и сроки проведения оценки операционных рисков, их ранжирования и определения приоритетных в управлении рисками. Применение

методического подхода повышает также результативность коммуникаций между владельцами/совладельцами рисков и риск-координаторами.

Система управления операционными рисками, как составная часть СУРиВК, способствует достижению целей и решению задач,

определенных в Политике управления рисками и внутреннего контроля компании.

Постоянное совершенствование подходов к управлению операционными рисками помогает предупредить реализацию рисков либо существенно снижает ущерб для предприятия. ●

Список литературы

1. А. Х. Цакаев. Политэкономическая основа и экономическая теория управления рисками // Управление рисками. 2024. № 3 (111). С. 25–35
2. Я. В. Крюков. Риски функционирования российской газовой отрасли в новейших условиях // Арктика XXI век. Гуманитарные науки. 2024. № 2 (36). С. 71–92
3. Д. А. Пашковский, В. М. Кондратьев-Фирсов. О методических подходах к устранению допустимого уровня риска. Часть 2. Подходы к устранению показателей допустимого риска на операционном уровне // Газовая промышленность. 2023. № 10/855/. С. 124–132
4. Ю. А. Митина. Управление производственными рисками организаций инфраструктуры газовой промышленности в условиях ресурсных ограничений // Развитие и безопасность. 2021. № 3. С. 87–95
5. С. В. Алексеев, Р. Р. Шепитяк, Э. И. Зинатуллин, Е. М. Иванов. Внедрение системы управления рисками и внутреннего контроля на предприятиях газовой промышленности на примере ООО «Газпром добыча Уренгой» // Газовый бизнес. 2025. № 1. С. 102–107
6. Д. А. Пашковский, А. А. Быков. Методический подход к качественной оценке рисков в области устойчивого развития // Газовая промышленность. 2022. № 9/837/. С. 144–159

БИЗНЕС- ДИАЛОГ 2026

**Новая площадка
Российского газового общества
для профессионального обсуждения
острых и важных тем**



Российское газовое общество запустило новый формат мероприятий – отраслевой Бизнес-диалог, дающий возможность участникам нефтегазовой отрасли разных уровней и направлений встречаться для профессионального обсуждения актуальных проблем, стратегических направлений развития газовой отрасли и смежных секторов промышленности. Это специализированная площадка, объединяющая представителей органов государственной власти, руководителей крупнейших энергетических и промышленных компаний, экспертов и лидеров научно-инженерного сообщества.



**ПАВЕЛ ЗАВАЛЬНЫЙ,
президент Российского газового общества**

– Наш новый формат деловых мероприятий – отраслевой Бизнес-диалог, суть которого в проведении на одной площадке нескольких круглых столов по различным актуальным отраслевым вопросам. Задача – предоставление нашим участникам возможности обменяться своим опытом и предложениями по этим вопросам, презентовать решения, предложить варианты сотрудничества. Всю представленную на мероприятии информацию будем делать максимально доступной для всех.

В этом году Российское газовое общество отмечает свое 25-летие. И все эти годы мы видим своей основной целью консолидацию на нашей площадке компаний, представляющих отрасль, и организаций, связанных с ней, ради развития всей отрасли и ее законодательного обеспечения. И ради развития страны.

Мы работаем в интересах наших членов, создавая пространство, возможности для внутриотраслевого и межотраслевого диалога. И надеемся, что новый формат окажется для всех полезным.

Приглашаем к сотрудничеству все предприятия, членов РГО для организации таких камерных мероприятий по вашим запросам.

Первый Бизнес-диалог прошел 27 марта 2026 года в Москве при содействии ПАО «Газпром» и членов РГО. В его рамках состоялись три тематических круглых стола – по внедрению интеллектуальных систем учета газа, применению аддитивных технологий в нефтегазовой промышленности и перспективам развития распределенной газовой энергогенерации.

Соорганизаторами деловой программы выступили ООО «ОНСИНТ», ООО «ГеоВектор», ПАО «КАДВИ», Ассоциация инновационных предприятий в энергетике «Энергоинновация» и производители интеллектуальных приборов учета газа.

Мероприятие стало площадкой для открытого диалога, обмена опытом и выработки консолидированных предложений по формированию устойчивой межотраслевой кооперации и дальнейшему развитию газовой индустрии в условиях новых технологических вызовов.

Мероприятие стало площадкой для открытого диалога, обмена опытом и выработки консолидированных предложений по формированию устойчивой межотраслевой кооперации и дальнейшему развитию газовой индустрии в условиях новых технологических вызовов.

«Распределенная газовая генерация. Проблематика, основные риски, перспективы развития»

Распределенная газовая генерация – важнейший фактор повышения надежности, энергоэффективности и гибкости отрасли в современных условиях. Она особенно важна для развития удаленных и арктических территорий, промышленных объектов, средних и малых месторождений, когда сетевое энергоснабжение

отсутствует, недостаточно либо менее эффективно, чем задействование газовых ресурсов для автономного энергоснабжения.

Участники круглого стола обсудили текущее состояние распределенной газовой генерации в России, ключевые барьеры и риски ее внедрения, экономические и регуляторные ограничения, а также сформировали предложения по стимулированию развития данного сегмента. Они признали большой потенциал данного направления потребления газа и эффективного энергоснабжения на обширной территории России. Среди них были представители органов власти, регионов, газодобывающей отрасли, инжиниринговых и промышленных компаний-производителей энергетического оборудования, электроэнергетики, агропромышленного комплекса, центров обработки данных, аналитических и научных организаций.

Основные тезисы выступлений участников дискуссии изложены в этом номере «Газового бизнеса» (см. стр. 26).

«Интеллектуальные системы учета газа. Технологический аспект»

Необходимость повышения достоверности учета, сокращения потерь газа, обеспечения безопасности и прозрачности расчетов и формирования современной цифровой инфраструктуры в газовой отрасли давно назрела. При этом в сравнении с учетом других ресурсов, например электроэнергии, возможности цифровизации используются на далеко недостаточном уровне. Повышение эффективности газовой отрасли, в том числе с помощью интеллектуальных систем, является стратегической задачей.

Российское газовое общество совместно с отраслевыми специалистами работает над формированием нормативной базы внедрения ИСУГ. Разработан проект закона, ведется подготовка подзаконных актов.

Круглый стол был направлен на обсуждение технологических, нормативных и организационных аспектов внедрения ИСУГ, синхронизацию позиции отрасли и формирование предложений по дальнейшему развитию проекта на федеральном уровне. Хотя практически все согласны с необходимостью продвигаться в этом вопросе дальше, а производители приборов уверены в возможностях своих технологий и мощностей, не все позиции по всем вопросам внедрения ИСУГ совпадают, что и показала развернувшаяся острая дискуссия. Проработка деталей и консолидирующий диалог, безусловно, продолжатся.

Мнения участников круглого стола представлены в этом номере «Газового бизнеса» (см. стр. 10).

Инжиниринговый и промышленный бизнес на круглом столе был представлен компаниями ООО «Техномер», «БелОМО», АО «Газдевайс», ООО «Миртек – Системы учета газа», ООО «НПП Скайметр», ООО «РАСКО-Газэлектроника», ООО «Прометрика», ООО «НПП Тепловодохран», ООО «Мера-кью», ООО НПО «Турбулентность-Дон», ООО «ИНТЭР» и другими.

«Аддитивные технологии – новая реальность»

Стремительное развитие аддитивных технологий формирует новую промышленную реальность, в которой производство становится гибким, локализованным и технологически независимым. Возможность изготовления сложных деталей и узлов непосредственно на площадке эксплуатации открывает новые перспективы для высокотехнологичных отраслей.

Особое значение внедрение аддитивных технологий приобретает для нефтегазового комплекса, где высокие требования к надежности оборудования, удаленность объектов и сложные условия эксплуатации делают вопросы оперативного производства и восста-

новления компонентов критически важными.

В то же время потенциал аддитивного производства выходит за рамки нефтегазовой отрасли



и охватывает машиностроение, энергетику, авиастроение, приборостроение, медицину и другие секторы промышленности.

На круглом столе обсуждались текущее состояние и перспективы внедрения аддитивных технологий в российской промышленности, барьеры развития и возможности формирования устойчивой межотраслевой кооперации.

В его работе участвовали представители ООО «Синтезиум», ООО «ОНСИНТ», ПАО «КАДВИ», ООО «Газпромнефть ИТО», АНО «ЦЭП», АО «ЦАТ», НИО ВИАМ, НИУ МИЭТ, РУДН, Санкт-Петербургского горного университета и другие.

Материалы этого круглого стола и других мероприятий Бизнес-диалога будут отражены на страницах будущих номеров «Газового бизнеса». ●





ЭНЕРГИЯ УСПЕХА

**Кадровый потенциал
нефтегазовой отрасли
как результат
социального
партнерства
и стратегического
взаимодействия**

Российское газовое общество 27 февраля 2026 года провело очередной XXIII Международный форум «Газ России 2026», который в этот раз полностью посвятило теме кадрового обеспечения отрасли. Соорганизаторами форума выступили Общероссийское отраслевое объединение работодателей нефтяной и газовой промышленности и Общероссийский профессиональный союз работников нефтяной, газовой отраслей промышленности и строительства.

В работе форума приняли участие более 500 представителей федеральных органов государственной власти Российской Федерации, крупнейших нефтегазовых компаний, отраслевых объединений, образовательных организаций высшего и среднего профессионального образования, а также экспертного и профессионального сообщества.

Мероприятие включало пленарное заседание «Вызовы и перспективы рынка труда в нефтегазовой отрасли – энергия успеха» и панельную дискуссию «Основа будущего: развитие кадрового потенциала в нефтегазовой отрасли». В рамках форума также прошло заседание Совета по профессиональным квалификациям в нефтегазовом комплексе (СПК НГК).

По итогам обсуждений и выступлений участники форума в итоговой резолюции подтвердили готовность к консолидации усилий государства, работодателей, работников и образовательной системы для формирования современной модели кадрового обеспечения нефтегазовой отрасли и выразили уверенность, что устойчивое развитие НГК возможно только при наличии профессионального кадрового потенциала, формируемого на основе социального партнерства.

Модератором пленарного заседания выступил первый заместитель председателя Комитета Государственной думы РФ по энергетике, президент РГО Павел Завальный (выдержки из выступления см. «Газовый бизнес», №7, 2026, стр. 88–89). Панельную дискуссию с представителями бизнеса и образовательных организаций провела Елена Тян, директор ЧУ «Газпром ЦНИС», наделенного полномочиями СПК НГК.

Представляем здесь выдержки из некоторых выступлений.



Из приветственного слова

«Развитие человеческого капитала, обеспечение кадровой устойчивости и потока квалифицированных специалистов являются такими задачами, от решения которых зависит

долгосрочная конкурентоспособность отрасли. В современных условиях одним из эффективных механизмов согласования интересов между государством, работодателем и работниками в сфере социально-трудовых отношений является социальное партнерство.

Начиная с 1992 года в отрасли действует четырнадцатое отраслевое соглашение по организациям нефтяной и газовой отраслей промышленности и строительства, в котором закреплены социальные льготы, гарантии, компенсации. Отдельного внимания заслуживает вопрос охраны труда и формирования условий для профессионального развития. Поддержка молодых специалистов, создание возможностей для непрерывного обучения и карьерного роста являются важнейшими факторами устойчивого развития нефтегазовой отрасли, благополучия работников и членов их семей.

ТАТЬЯНА ГОЛИКОВА,
заместитель председателя
правительства РФ



**XXIII Международный Форум
ГАЗ РОССИИ 2026**
Российское Газовое Общество



Из приветственного слова

«Российский рынок труда стремительно меняется под воздействием и экономических, и технологических факторов. В этих условиях многократно возрастает необходимость повышения гибкости и адаптивности системы подготовки кадров. Особое значение приобретает прогнозирование потребностей экономики в кадрах. Этот прогноз должен не только определить количественные изменения на рынке труда. Важно выявить те знания и умения, которые потребуются в перспективе до семи лет. И на этой базе корректировать объемы и содержание профессионального обучения.

Национальная система квалификации сегодня располагает уникальным массивом сведений о профессиональной деятельности работников. Одна из наших центральных практических задач – переход к полноценной системе информационно-цифровых решений, которые отвечают запросам конкретных пользователей: граждан, работодателей, образовательных организаций.

Успешное развитие человеческого капитала невозможно без укрепления социального партнерства, в котором работодатели занимают ключевое место, представляя интересы бизнеса в отношениях с государством и профсоюзами.

АЛЕКСАНДР ШОХИН,
президент Российского союза
промышленников и предпринимателей



Привлекать молодежь и обучать цифровым технологиям с базового образования

– Сегодня в ТЭК трудятся порядка 2,7 млн человек, из них половина в нефтегазовом комплексе – 1,3 млн человек. Однако нарастающий кадровый дефицит уже не является секретом. Доля молодежи до 35 лет в отрасли составляет 27%. Нефтегазовая отрасль высокотехнологична, порядка 50% сотрудников имеют высшее образование, 28% – среднее профессиональное образование.

Нам требуется не просто замещение, а качественное усиление кадров. Потребность организаций по добыче нефти и газа в дополнительном притоке работников на замещение рабочих мест и на новые рабочие места в 2032 году суммарно составит порядка 64 тыс. человек. И эта потребность ежегодно будет расти. Отраслевой заказ на ближайшие годы четко очерчен. В профессионально-квалификационном разрезе организациям, основной вид деятельности которых связан с добычей



ЭДУАРД ШЕРЕМЕТЦЕВ, заместитель министра энергетики РФ

нефти и газа, потребуется в 2032 году порядка 4,5 тыс. инженеров разных специальностей, 1,5 тыс. геологов, геофизиков, геодезистов и горных инженеров.

Необходимость в специалистах среднего уровня квалификации, квалифицированных рабочих до 2032 года (мастеров-бригадиров добывающей промышленности, операторов нефтегазоочистных и перерабатывающих установок, бурильщиков скважин и колодцев) составит порядка 14 500 человек.

В связи с этим, с одной стороны, необходимо компенсировать есте-

ственную убыль кадров, с другой – обеспечить приток нового поколения специалистов, которые способны работать в условиях цифровой трансформации, роботизации, внедрения искусственного интеллекта.

У нас реализуется порядка 300 различных проектов в части искусственного интеллекта. И нужно подходить к тому, чтобы обучать цифровым технологиям всех сотрудников. Сегодня цифровые технологии становятся неотъемлемой частью всей нашей жизни, поэтому нужно больше делать упор именно на базовое образование.

Для привлечения молодежи в ТЭК нужна просветительская работа. Сейчас Министерство энергетики и предприятия отрасли поддерживают порядка 400 энергоклассов – факультативных классов в школах, в которых сегодня обучаются порядка 10,5 тыс. человек. К 2030 году, мы надеемся, у нас будет не менее 500 энергоклассов, инженерных классов, и порядка 15–16 тыс. детей мы будем стараться привлечь в нашу отрасль.

Профстандарт стал хорошим инструментом для работодателя и ориентиром для работника и даже студента

– Уже более 10 лет Министерство труда совместно с Общероссийским объединением работодателей начало масштабный проект по формированию в России новой системы профессиональных квалификаций. Первым шагом на этом этапе стало изменение в Трудовом кодексе, где было закреплено понятие профессионального стандарта как нового формата описания квалификационных требований к работнику. На начальном этапе Минтруд организовал эту работу, и дальше система начала развиваться. Был образован Национальный совет по профквалификациям при президенте, начали формироваться отраслевые профильные советы по профквалификациям.

В настоящее время разработано более 1700 профессиональных стандартов, сформированы нормативная база, информационные ресурсы. Проведенные опросы по применению профессиональных стандартов показывают, что основная часть работодателей применяет их при формировании должностных инструкций. Кроме того, они применяются для независимой оценки квалификаций, выделения квалифи-



ВАЛЕРИЙ АБРОСИМОВ, директор департамента Министерства труда и социальной защиты РФ

кационных требований. А с недавних пор профстандарт стал, можно сказать, механизмом прямого действия в системе образования.

Для работников профстандарт – это возможность выбора дополнительного образования при смене профессии, повысить свою конкурентоспособность на рынке труда либо внутри организации, спланировать свой карьерный рост. Для работодателей это организация кадровой работы, формирование должностных инструкций, проведение аттестации работников, подготовка их обучения. Для молодежи профстандарт позволяет выбрать профессию.



Развитие независимой оценки квалификаций

ПРОЕКТ ПАО «ЛУКОЙЛ»
«О возможности зачета результатов профессиональных экзаменов при проверке знаний по промышленной безопасности, охране труда и окружающей среды»



ФОРМАТ
<ul style="list-style-type: none"> Рабочие встречи Анализ материалов (государственных, корпоративных нормативных документов, оценочных и проверочных средств)
СРОКИ РЕАЛИЗАЦИИ
IV квартал 2025 года
ОСНОВАНИЕ
Решение, утвержденное Протоколом селекторного совещания ПАО «ЛУКОЙЛ» по промышленной безопасности, охране труда и окружающей среды за III квартал 2025 года
УЧАСТНИКИ
<ul style="list-style-type: none"> Два нефтеперерабатывающих завода ПАО «ЛУКОЙЛ» Центр оценки квалификаций ООО «ЛУКОЙЛ-МЦПБ»



МОДЕЛЬ ИНТЕГРАЛЬНОГО ИНДЕКСА УДОВЛЕТВОРЕННОСТИ ПЕРСОНАЛА



КОМПОНЕНТ
«Корпоративная культура»

ИНДИКАТОР:
Уровень корпоративной культуры

КОМПОНЕНТ
«Я и Компания»

ИНДИКАТОР:
Индекс приверженности к Компании
Индекс eNPS

КОМПОНЕНТ
«Организационные индикаторы»

ИНДИКАТОРЫ:
Карьерный рост
Уровень дохода
Организация труда
Климат в коллективе
Отношение к руководству
Оценка системы информирования
Удовлетворенность санитарно-бытовыми условиями труда

КОМПОНЕНТ
«Вовлеченность»

ИНДИКАТОРЫ:
Инициатива
Увлеченность
Противостояние выгоранию



Интегральный индекс удовлетворенности персонала – показатель, который характеризует внутреннее состояние сотрудника:

- готового проявлять инициативу и прикладывать значительные усилия для достижения высоких результатов;
- удовлетворенного различными аспектами труда;
- включенного в жизнь предприятия, разделяющего его ценности

Производительность образовательного труда. Как сделать университет эффективным

– В рамках федерального проекта «Производительность труда» мы прорабатываем платформу «Университет» для преподавателей и студентов, где в онлайн-режиме можно получить все документы (информацию о зачетной книжке, справки), оплатить обучение, проживание в общежитии и так далее. При этом изучаем и обобщаем опыт в разных университетах, вся информация размещена на портале производительность.рф. Мы исходим из того, что к 2030 году



ВИТАЛИЙ ГРИШКИН,
директор департамента
Министерства науки
и высшего образования

количество студентов вырастет более чем на 28%.

2025 год был стартовым, в проекте участвовало 9 университетов, которые стали пилотными площадками, с февраля этого года разработанные решения внедряются уже в 15 университетах.

В рамках федерального проекта работа идет по следующим направлениям. Первое – это трансформация операционной модели университета. Здесь требуется системный пересмотр и инжиниринг внутренних процессов с целью устранения определенной неэффективности и стандартизации рутинных процессов, их автоматизации и цифровизации, что

снизит бюрократию и исключит двойную работу в университете. Второе – масштабирование технологических решений на всю университетскую сеть.

Третье направление – развитие культурного кода производительности труда, который включает в себя несколько определенных составляющих. Это и формирование у сотрудников и студентов другого мышления, ориентированного на постоянное движение, постоянное улучшение и эффективное использование ресурсов. Это и роль университета как проводника культуры бережливого производства.

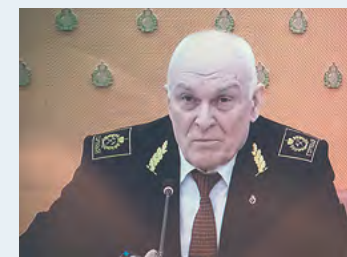
Важная задача – управление эффективностью университета. Университет должен заниматься повышением качества управления своим портфелем образовательных программ. Должен поменяться и организационный дизайн структуры университета под стратегические задачи. В настоящий момент все передовые инженерные школы перестраиваются под проекты лидерства. Поэтому необходимо дальнейшее обучение команд инструментам эффективного распределения кадровых, временных и финансовых ресурсов.

Производительность труда – один из трех глобальных вызовов современного мира

– Сегодня есть три основных вызова в мире и особенно для нашей страны. Первое – это доверие к торговле. Я напоминаю, это не мое, это научно доказано. Второе – это доверие к завтрашней судьбе денег. И третье – главная проблема – это производительность труда.

Раньше мы ежегодно принимали на первый курс 28–40 тыс. студентов-инженеров, которых готовили 17 специализированных университетов. Это была сильная наша сторона на уровне мировых держав. Сегодня так называемых инженеров готовят 98 университетов, но из тех 17, которые обеспечивали силу нашего инженерного мастерства, осталось всего 6, имеющих профиль подготовки более 60%.

Проблемой высшего образования, для нормальной подготовки инженера, прежде всего является проблема школы. На слабую базу не наложить научное мировоззрение и междисциплинарные знания.



ВЛАДИМИР ЛИТВИНЕНКО,
ректор Санкт-Петербургского горного университета, глава консорциума вузов «Недра», объединяющего более ста отечественных вузов по подготовке инженеров

Я хочу обратить внимание на наш подход к шестилетнему образованию. Мы три года принимаем студентов в рамках нашего пилотного проекта, сегодня по этой программе обучаются 6500 человек. 75% учебного процесса занимают модули конкретных дисциплин, часть предметов – это модуль единых предметов, которые являются

общеобразовательными для профессии. И в обязательном порядке с первого модуля до конца – научное мировоззрение и цифровые технологии, это сквозное шестилетнее образование по всем направлениям.

Также важной частью являются практические навыки. Нужно решать проблему технологических полигонов, совместно с предприятиями усиливать производственную практику.

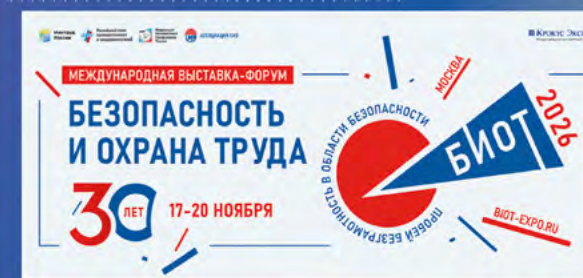


Текущая работа в рамках федерального проекта в 2026 г.



* В том числе 14 университетов в сфере физической культуры и спорта

ПОЧЕМУ БЕЗОПАСНОСТЬ ТРУДА ВАЖНА?



Безопасные условия труда – это не просто соблюдение формальностей, а фундамент успешного бизнеса и благополучия каждого сотрудника.

Несчастные случаи на производстве приводят к человеческим трагедиям, травматизму, снижению производительности, экономическим потерям и ухудшению репутации компании.

Современный мир требует от нас создания культуры, в которой безопасность труда является приоритетом.

Производственная практика – важная часть обучения специалистов



ВИКТОР МАРТЫНОВ, ректор Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина

– Проблема начальной школы очень актуальна. Из школы сегодня приходят более слабые студенты. Если он сдал ЕГЭ по математике и физике, а по химии не сдавал, то химию он вообще не знает – невозможно такому студенту рассказать о методах повышения нефтеот-

дачи, он просто ничего не понимает.

Повышение производительности труда – это замечательные намерения, но в подготовке кадров важны личностный воспитательный процесс и производственное обучение.

Задача не только обучить специалиста, но и закрепить его на рабочем месте. Это можно сделать только с помощью производственной практики. Мы потеряли механизм, который квотировал раньше рабочие места для тех студентов, которые проходили там практику. Рабочие места, наставник, жилье, проезд – ничего этого сейчас нет. В итоге при всех наших максимальных усилиях по нашему вузу только около 70% студентов проходят реальную производственную практику на производстве. Остальные приносят справки – то есть сразу 30% студентов в минус как будущих специалистов отрасли. Эту проблему нужно решать.

Как только мы перейдем от системы бакалавриата полностью на инженерную подготовку, пять

с половиной лет или шесть, в первую очередь получаем увеличенную производственную практику. Без реальной промышленности мы, вузы, это сделать не можем никак. Это совместная деятельность, и тут нам нужно срочно повысить качество.

Преподавательский корпус в НГК, кстати, тоже стареет, это проблема не только предприятий. Заманить преподавателей из промышленности крайне сложно, конкуренция за зарплату не в пользу высшей школы. Также есть проблемы с наукой: вуз выполняет большой объем профильных НИР и научных услуг, но доля фундаментальной науки в них мизерная – фактически «проедаем старые запасы». Не оптимален и набор поддерживаемых направлений по грантам Минобрнауки: искусственный интеллект, автоматика, новые материалы – все это есть, замечательно. Но нет, например, ни одного гранта по апстриму – разведке и добыче.

Решением этих проблем нам надо заниматься вместе с отраслью.

году они будут вручены 192 учащимся.

Мы предлагаем следующее:

- первое – совершенствовать взаимодействие с образовательными учреждениями через создание совместных программ, инновационных образовательных центров;
- второе – укреплять социальную защиту работников, особенно в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- третье – закреплять в отраслевом соглашении и коллективных договорах комплексные пакеты социального благополучия, включающие в себя инфраструктуру, условия труда и развития; повышать привлекательность рабочих мест в отрасли;
- четвертое – развивать систему наставничества для передачи опыта старшего поколения молодым специалистам;
- и пятое – развивать систему профессиональных квалификаций как интеллектуальный стержень отрасли.

Социальная защита работников – одна из основ привлечения кадров

– Непростое время заставляет нас по-новому посмотреть на подготовку кадров для отрасли нефтегазового комплекса России, обеспечивающего не только энергетическую безопасность, но и около 40% доходов федерального бюджета. Отрасль переживает период серьезной трансформации. В условиях санкционного давления, технологических вызовов человеческий капитал сегодня становится главным стратегическим активом.

Нефтегазстройпрофсоюз России, являющийся крупнейшим отраслевым профсоюзом страны, объединяющим более миллиона работников по всей технологической цепочке от строительства объектов до добычи, транспортировки, переработки углеводородов, видит свою миссию не только в защите соци-



АЛЕКСАНДР КОРЧАГИН, председатель Нефтегазстройпрофсоюза России

ально-трудовых прав, но и в обеспечении устойчивого развития кадрового потенциала отрасли.

Ситуация на рынке труда в нефтегазовом комплексе требует особого внимания. В отрасли фиксируется серьезный запрос со стороны работодателей на кадровые ресурсы. Профсоюз тесно сотрудничает с ключевыми вузами отрасли, в том числе реализует стипендии. В этом

Экономические стимулы и принцип «от директивы к доверию»



АЛЕКСАНДР ШАГОВ, начальник департамента ПАО «Газпром», председатель СПК НГК

– Три основных момента, на которых «Газпром» в этом году сделал акцент с точки зрения организации своей кадровой политики, – это дефицит трудовых ресурсов, изменение возрастной структуры населения, а также переориентация деятельности компании (с экспорта на внутреннее потребление и с запада на восток). Кадровую политику мы сейчас выстраиваем исходя из этого.

Если мы говорим про дефицит кадров, то для нас ключевым становится не столько вопрос привлечения, сколько вопрос удержания, причем ключевого персонала. Из-за снижения доли молодых работников мы не можем не говорить о том, что должны обеспечить постоянный поток молодых специалистов, поэтому очень рады, что сегодня акцент делается именно на этом.

Ну и третье, что касается переориентации потоков и изменения структуры потребления и нашей выручки. Для нас ключевыми становятся два вопроса: это повышение результативности труда и высвобождающиеся мощно-

сти и персонал в западной части страны – как переориентировать их на работу в восточной части страны.

Во всех этих трех направлениях идем не путем запретов и директив, а путем создания экономических стимулов для всех заинтересованных сторон: работодателя, работников и образовательных организаций. На наш взгляд, у нас это получается.

И еще. В последние несколько лет в сложной для нас как для работодателя ситуации мы сформулировали для себя лозунг «От директивы к доверию» – больше доверия руководителям организаций на местах.



СИБУРИНТЕХ развивает инженерно-техническую экспертизу в привязке к специфике и особенностям технологий и оборудования на предприятиях СИБУРа

Программы закрывают 90% потребности в обучении персонала предприятий и 70% типов оборудования



~120

очных практических курсов собственной разработки

~7000

челжурсов в год практико-ориентированная подготовка студентов СПО и школьников



~900

тренеров и наставников – только сотрудники производств

~100+

преподавателей учебных заведений партнеров



3 500 кв. м
общая площадь
Нижнекамск

5 200 кв. м
общая площадь
Тобольск

Уникальный формат корпоративного образования

- Навыкоориентированное обучение в условиях максимально приближенных к реальным, в том числе стендов и полигонов (~100)
- Преподаватели учебных центров – действующие сотрудники предприятий СИБУРа
- Баланс очного, смешанного и дистанционного форматов: очное практико-ориентированное обучение, модульные программы, выездное обучение на предприятиях, электронные курсы, диалоговые тренажеры, VR и AR и другие форматы обучения.

Что дает учебным заведениям – партнерам

- Профорентация школьников и студентов
- Практическая подготовка преподавателей профильных дисциплин
- Проведение независимой оценки квалификации (НОК) выпускников учебных заведений (теория и практика)
- Студенты получают знания и навыки безопасной эксплуатации современного оборудования, в том числе новых для рынка лицензиаров и вендоров

Другие люди. И трудовые ресурсы другого качества

– Перед всеми нами стоят примерно одни и те же основные вызовы. Мы для себя их чуть расширили. Я хотела бы обратить внимание на один важный вызов, с которым приходится сталкиваться всем, но выводы все делают разные. Мы все признаем, с какой скоростью меняется мир. Но когда говорим про детей, которые родились с телефонами, не все понимают, что это другие люди. Заставить их жить так, как жили 40–30 лет назад, уже не получится.

Поэтому более важны не демография и не недостаток трудовых



ЕЛЕНА ЩУРОВА,
директор департамента
управления персоналом ПАО
«Транснефть»

ресурсов, а получение трудовых ресурсов другого качества. И это качество принципиально другое.

Тогда возникает вопрос: а какими мы должны быть работо-

дателями? Мы должны быть понятными работодателями. Абсолютно понятными для них. И наши стратегии, наши технократические схемы – это уже совершенно другая история.

Молодому специалисту, который пришел к нам на работу, должно быть понятно, как это будет – чему его обучили, где он будет работать, как у него будет складываться соцпакет, как будет продвигаться карьера и так далее. Для него должно быть все прозрачно.

И наша задача сейчас – придумать шаги, что он, как специалист, будет получать через какие-то периоды времени. Эта история сложная, но мы понимаем ее сейчас как основной вызов.

Профессиональная база + цифровизация + постоянное обучение

– Ожидания людей от работодателей, от компаний очень меняются, но так же меняются и ожидания компаний в отношении квалификации и компетенции сотрудников. По сути, мы сейчас живем в тройном переходе: энергетическом, технологическом и демографическом. Это и формирует определенный профиль востребованного специалиста в отрасли.

Я бы говорил о трех больших группах компетенций.

Профессиональные и профессионально-технические компетенции – это базис, основа. Невозможно развивать технологии без знания фундаментальных принципов. При этом мы видим рост запроса во внутрикорпоративном обучении на профессиональные и профессионально-технические компетенции, что формирует смежность, когда необходим высокий уровень развития компетенций по целому ряду направлений.



ДЕНИС ДАНИЛОВ,
начальник департамента
по организационному развитию
и работе с персоналом
ПАО «Газпром нефть»

Особенно это диктует текущий уровень цифровизации, искусственного интеллекта. Происходит усложнение процессов, проектов. Курс на технологический суверенитет и технологическое лидерство однозначно определяет высокий уровень развития профессиональных и профессионально-технических компетенций.

Поэтому следующий набор компетенций – это все, что касается цифровизации и искусственного интеллекта, включения его в производственный процесс. Внедряются модели цифровых месторождений, предиктивная аналитика, сложное оборудование. Компетенции в области цифровизации будут являться необходимым элементом профиля любого специалиста.

И третье – это способность постоянно обучаться.



«Очень хорошо, что у нас сегодня есть площадка, на которой и работодатели, и представители системы образования могут обсудить животрепещущие темы и могут быть услышанными органами власти.»

Об идеальном работнике, правде жизни и цене ошибок

– Если говорить о том, какой работник нам нужен, нефтегазовая отрасль – сложная, и цена ошибки здесь велика, потому что они могут привести не только к финансовым потерям, но к непоправимому ущербу экологии, здоровью и зачастую жизни работников.

Для нас вопрос об идеальном работнике – это матрица в нескольких плоскостях. Первая плоскость – это, конечно, личные качества. Вторая – ценностные модели, которых придерживается человек. И третья плоскость – это профессиональные технические компетенции.

То есть нам нужен энергичный работник, потому что отрасль требует больших затрат в работе. Инициативный работник, который не ждет указки сверху, и если он видит возможности улучшения, он выходит с предложением. Обучаемый, потому что все меняется и технологии совершенствуются стремительно. Стрессоустойчивый, потому что специфика



РУСЛАН КУЗА,
начальник управления
по работе с кадрами ПАО
«Сургутнефтегаз»

работы такова, постоянно случаются нестандартные ситуации, на которые нужно реагировать адекватно. Мотивированный работник, который выстраивает правильную мотивацию. Важно также понимание ценности работы в команде и понимание безопасности, когда твоя безопасность и безопасность людей, которые вокруг тебя, это не просто пункт инструкции, а система жизненных ценностей.

И, наконец, большой блок – вопрос по профессиональным тех-

ническим компетенциям. Важна именно понятная компетентность, чтобы человек понимал суть процессов, которыми он занимается, а не просто на уровне теории. К нам приходят люди без опыта работы, задаешь ему какой-то вопрос, а он в ответ говорит: «Я научусь». Забывая о том, что документ о квалификации, которую он имеет, для работодателя является подтверждением того, что он носитель компетенции в соответствии со статьей 95.1 Трудового кодекса, которая позволяет ему выполнять ту трудовую функцию, ради которой заключается трудовой договор. Мы не школа подготовки кадров, но мы этим занимаемся.



Образовательные площадки и сотрудничество с реальным производством

– Бизнес много вкладывает в профильные университеты, колледжи, но есть и государственные программы, которые позволяют развивать ряд направлений. Например, по программе «Профессионалитет», которую курирует Минпросвещения, выделяются средства на закупку оборудования. Программа позволяет совместно с промышленными партнерами определить, в каких направлениях закупать оборудование, какие полигоны выстраиваются, каких студентов будут выпускать колледжи. Программа «Приоритет», программы передовых инженерных школ и так далее.

Это те государственные программы, которые позволяют учебным заведениям использовать



ЮРИЙ КЛОЧКОВ,
и. о. ректора Тюменского
промышленного университета

не только средства бизнеса, но и государственные средства, чтобы развивать свои площадки по продвижению образовательного процесса и по НИОКР.

Конечно, такие площадки, которые строят «Газпром», «Сургутнефтегаз», другие компании, мы как вуз сами никогда не сможем построить. Наш единственный шанс

– приходить на эти площадки со своими студентами и обучать будущих специалистов на местах. Близость промышленного партнера позволяет грамотно использовать финансирование, которое дает государство из разных источников, и входить в те уже созданные площадки, которые есть у наших партнеров.

Наш университет – очень отраслевой, совместная работа очень плотная. Больше 80% наших студентов устраиваются на работу по специальности. И мы совершенствуемся, открываем свои новые площадки, например Центр бурения на суше для подготовки и сертификации буровиков. Мы будем развивать нашу площадку для дополнительного образования. И понятно, что студенты должны обучаться на реальном оборудовании, в этом направлении мы движемся исключительно совместно с производством. ●



МЕЖДУНАРОДНАЯ
НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКАЯ
ВЫСТАВКА

KAZAN Oil, Gas & Chemistry

В РАМКАХ ТАТАРСТАНСКОГО НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОГО ФОРУМА

26-28 | 2026 АВГУСТА | КАЗАНЬ

Международный выставочный центр «Казань Экспо»



www.kazan-ogc.ru

ФОРУМ



27-28 МАЯ
2026 г.

ИНТЕГРАЦИИ, ИННОВАЦИИ, ИММУНИТЕТ

Защита и устойчивость ТЭК:

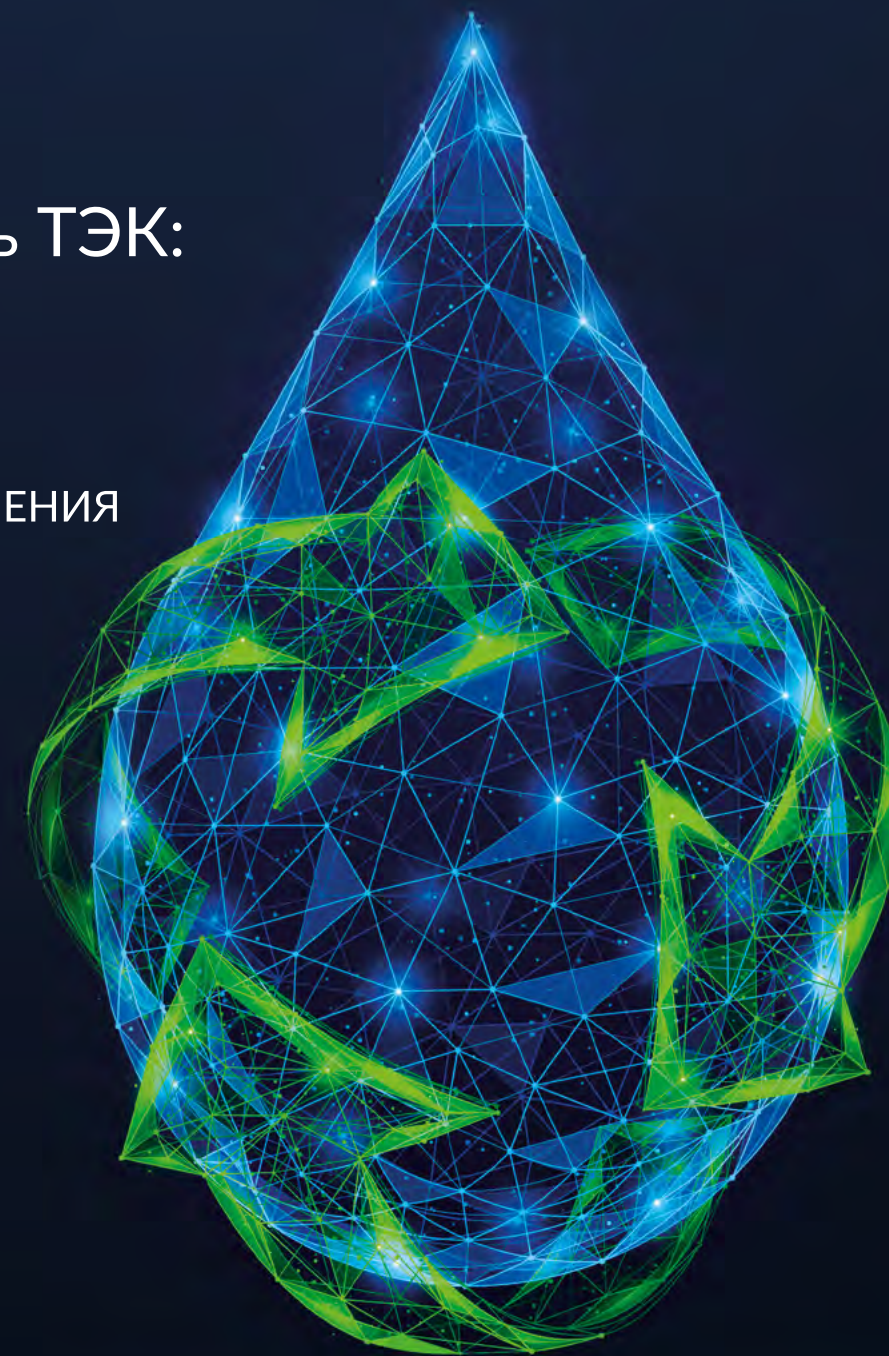
- КИБЕРРИСКИ
- БЕЗОПАСНОСТЬ
ИНФРАСТРУКТУРЫ
- ПРОВЕРЕННЫЕ РЕШЕНИЯ

150+
участников

50+
упоминаний
в СМИ

40+
спикеров

25
регионов РФ



Присоединяйтесь

beztek.ru

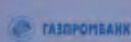
Организаторы



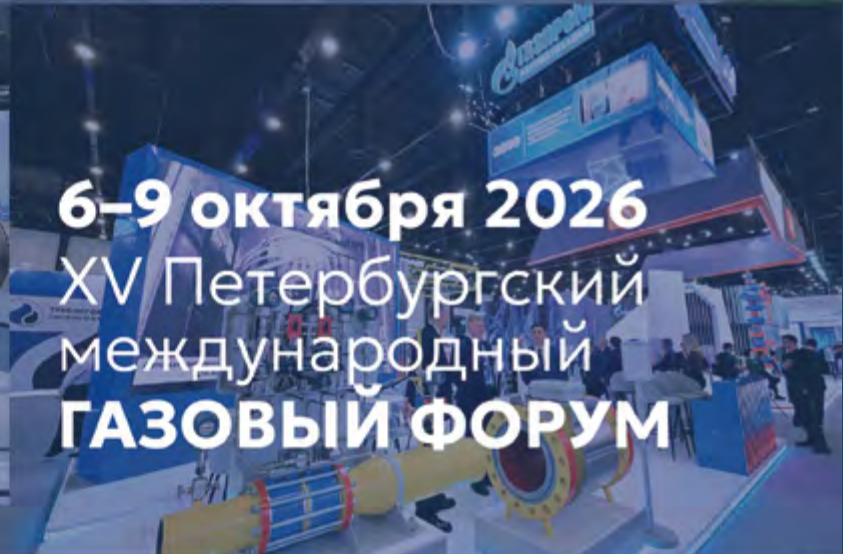
ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ:
"РЫНОК ГАЗА 2025-2035:
НОВЫЕ ОЧЕРТАНИЯ В
УСЛОВИЯХ
ТРАНСФОРМАЦИИ"



7-10 октября 2025
XIV Петербургский
международный
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ



6-9 октября 2026
XV Петербургский
международный
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ



ОРГАНИЗАТОР

EXPOFORUM

GAS-FORUM.RU



САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ -
В TELEGRAM-КАНАЛЕ
@GASFORUMSPB

