

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

ISSN 2409-5516

ОБЩЕСТВЕННО-ДЕЛОВОЙ
НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

№11(190), ноябрь 2023

РГАСНТИ 44.09.29



**Российская
Энергетическая
Неделя 2023**



РОСКОНГРЕСС
Пространство доверия



СПЕЦИАЛЬНЫЙ ВЫПУСК

СЦЕНАРИИ И РАЗВИЛКИ РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА-
ФОРУМ

РОССИЯ



ЭНЕРГ  Я'
ЖИЗНИ



МОСКВА, ВДНХ
04.11.2023—12.04.2024
RUSSIA.RU

Реклама 6+



XXI Международный Форум
ГАЗ РОССИИ 2023
Российское Газовое Общество



500+
УЧАСТНИКОВ



14-15 ДЕКАБРЯ 2023



RADISSON COLLECTION
HOTEL MOSCOW

ключевая тема форума

**ТРАНСФОРМАЦИЯ И НОВЫЕ ГОРИЗОНТЫ
РАЗВИТИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
В МЕНЯЮЩЕМСЯ МИРЕ**

Организатор мероприятия:



Российское Газовое Общество



При поддержке:



Комитет Государственной Думы
по энергетике

Информационная поддержка:

ГАЗОВЫЙ
БИЗНЕС

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЕРТИКАЛЬ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ОТРАСЛЕВОЙ ЖУРНАЛ

По вопросам участия:

E-mail: verara@gazo.ru / journal@gazo.ru (для СМИ)

Тел: +7 (495) 660-39-96 (доб. 209) / +7 (916) 966-45-86

ПОДРОБНЕЕ О ФОРУМЕ

WWW.GAZO.RU



Содержание

Итоги РЭН

6 А. Кобяков. РЭН-2023 – ключевое событие мировой и российской энергетической повестки

Слово редакторов

13 В. Бушуев, А. Горшкова. Средняя Азия как центр интересов

РЭН

14 А. Догуб. Отрасль высокого энергопередела

Газ

24 В. Кулагин, Д. Грушевенко, А. Галкина. Газовая отрасль ждет перемен

42 А. Белогорьев. Перспективы экспорта российского газа

Климат

56 В. Клименко, А. Терёшин, К. Коликов, И. Бернадинер. Перспективы России в снижении выбросов метана и присоединении к Глобальному соглашению по метану

Регионы

74 В. Андрианов. Аргентина меж двух огней

Тепло

92 В. Стенников, А. Пеньковский. Методы тарифного регулирования в теплоснабжении и возможные последствия перехода в ценовую зону «альтернативная котельная»



УЧРЕДИТЕЛЬ

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

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ

ФГБУ «РЭА» Министерства энергетики Российской Федерации

НАУЧНО-РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

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

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

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

Главный редактор
Анна Горшкова

Научный редактор
Виталий Бушуев

Зам. главного редактора по продвижению
Виолетта Локтева

Корректор
Роман Павловский

Фотограф
Иван Федоренко

Дизайн и верстка
Роман Павловский

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

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

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

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

При перепечатке ссылка на издание обязательна

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

Редакция не несет ответственности за содержание рекламных материалов

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

Тираж 1000 экземпляров
Периодичность выхода 12 раз в год
Цена свободная

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

Подписано в печать:
05.11.2023

16+

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

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

Участники из
208 стран
и территорий

 **> 15 000** представителей
СМИ

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

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

 **81** стране мира

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



8–11 июня 2023
Москва, Россия

RUSTRAVELFORUM.COM



26–29 июля 2023
Санкт-Петербург,
Россия

SUMMITAFRICA.RU



11–13 октября 2023
Москва, Россия

RUSENERGYWEEK.COM



2024
Москва, Россия

FORUMDESIGNMODA.RU



14–17 июня 2023
Санкт-Петербург,
Россия

FORUMSPB.COM



10–13 сентября 2023
Владивосток, Россия

FORUMVOSTOK.RU



2–3 ноября 2023
Самарканд, Узбекистан

FORUMVERONA.COM



2024
Минеральные воды,
Россия

FORUMKAVKAZ.ORG



28–29 июня 2023
Москва, Россия

IDEAS-FORUM.RU



26–29 сентября 2023
Федеральная территория
«Сириус», Россия

RUSAFETYWEEK.COM



Ноябрь 2023
Москва, Россия

WINEFORUM.INFO



2024
Санкт-Петербург,
Россия

LEGALFORUM.INFO



9–14 июля 2023
Москва, Россия

CONFERENCE.RQC.RU



29–30 сентября 2023
Горно-Алтайск,
Россия

ROSCONGRESS.ORG



Декабрь 2023
Федеральная территория
«Сириус», Россия

KONGRECC.NAUKA.RF



2024
Казань, Россия

KAZANFORUM.RU



на русском языке
t.me/Roscongress

на английском языке
t.me/RoscongressDirect

на испанском языке
t.me/RoscongressEsp

на арабском языке
t.me/RoscongressArabic

Реклама 6+



Антон КОБЯКОВ

Советник Президента Российской Федерации,
ответственный секретарь Оргкомитета РЭН-2023

DOI 10.46920/2409-5516_2023_11190_6

EDN: XBJTQU

РЭН-2023 – ключевое событие мировой и российской энергетической повестки

Завершившийся 13 октября Шестой международный форум «Российская энергетическая неделя» показал невероятную устойчивость российско-го топливно-энергетического комплекса и его способность стабильно и эффективно работать, несмотря на турбулентность мирового рынка и тяжелые геополитические условия. Центральная тема РЭН в 2023 г. «Новая реальность мировой энергетики: создавая будущее» отражала общее настроение всех участников форума – необходимость объединить усилия для обеспечения опережающего социально-экономического развития России и сохранения энергетической безопасности в мире.



Знаковые мероприятия

Всего в рамках деловой программы РЭН состоялось свыше 70 мероприятий с участием более 225 спикеров. При этом программа форума была сформирована по четырем направлениям: «Международная повестка», «Развитие отраслей ТЭК», «Научно-технологическое развитие и цифровая трансформация», «Устойчивое развитие и климат». Помимо традиционных вопросов, посвященных добыче и переработке угля, нефти и газа, развитию энергетического рынка и обеспечению энергоэффективности, на РЭН-2023 было затронуто несколько принципиально новых тем, таких как строительство «умных городов», майнинг, роботизация промышленности и применение систем искусственного интеллекта в ТЭК.

Ключевым событием в цикле деловых мероприятий стало пленарное заседание с участием Президента Российской Федерации Владимира Путина и премьер-министра Республики Ирак Мухаммеда ас-Судани. Модератором дискуссии выступил телеведущий межарабского канала Al Ghad Абдель Хамид. Большое внимание участников РЭН-2023 привлекла сессия «Мировой нефтегазовый рынок: как пройти период турбулентности?» с участием заместителя председателя Правительства Российской Федерации Александра Новака. В сессии также приняли участие исполняющий обязанности федерального министра энергетики, энергии и нефти Пакистана Мухаммад Али, премьер-министр Республики Сербской Радован Вишкович, министр нефти Ирана Джавад Оуджи, исполнительный вице-президент Венесуэ-

лы Делси Родригес и министр энергетики Азербайджана Парвиз Шахбазов. Одной из ключевых также стала сессия ассоциации «Глобальная энергия» «Создавая город будущего» с участием мэра Москвы Сергея Собянина, президента – председателя правления ПАО «Сбербанк» Германа Грефа и зарубежных гостей – заместителя директора по информационным технологиям Государственной электросетевой корпорации Китая Цзие Вана и основателя, главного исполнительного директора компании Point Systems Zrt Ласло Ковача.

Между тем, «Российская энергетическая неделя» – не просто деловой форум, это еще и площадка для проведения международных встреч и совещаний. В этом году на площадке форума состоялось восьмое заседание совместной межправительственной российско-саудовской

**В РЭН-2023
приняли участие
5000 делегатов
из 84 стран,
в рамках деловой
программы
состоялось 70
мероприятий
с выступлением
225 спикеров**

комиссии (МПК). По ее итогам был подписан протокол, определивший стратегические цели и задачи дальнейшего торгово-экономического и научно-технического сотрудничества России и Саудовской Аравии.

Одновременно на полях РЭН состоялось знаковое для российской промышленности заседание координационного совета по импортозамещению нефтегазового оборудования при правительственной комиссии по импортозамещению под руководством заместителя председателя Правительства – министра промышленности и торговли Дениса Мантурова и заместителя председателя Правительства Александра Новака.

Широкая география участников

В целом в Российской энергетической неделе – 2023 приняли участие свыше 5000 делегатов из 84 стран и территорий. Форум продемонстрировал высокую заинтересованность международного делового сообщества в сотрудничестве с Россией по широкому спектру направлений энергетической сферы. В дискуссиях на площадке, в настрое иностранных участников, в их готовности и открытости к диалогу видно, насколько зарубежные страны хотят играть активную роль в проектах вместе с Россией.

Среди высокопоставленных официальных лиц в РЭН-2023 приняли участие премьер-министр Ирака Мухаммед ас-Судани; заместитель премьер-министра, министр нефти Ирака Хайян Абдель Гани; исполнительный вице-президент, министр экономики, финансов и внешней торговли Венесуэлы Делси Гомес.

Самые многочисленные делегации зарубежных стран, посетившие площадку Российской энергетической недели в этом году, – из Венесуэлы, Саудовской Аравии, Китая, Вьетнама, Турции, Ирана, Ирака. Также участие в РЭН-2023 принял премьер-министр Республики Сербской (Босния и Герцеговина) Радован Вишкович. В числе гостей форума – 21 иностранный министр: министр энергетики Азербайджана Парвиз Шахбазов, министр внешней торговли и экономических отношений Боснии и Герцеговины Сташа Кошарац, министр энергетики, горнодобывающей промышленности и разработки месторождений Буркина-Фасо Симон-Пьер Буссим, ми-

нистр иностранных дел и торговли Венгрии Петер Сийярто, министр промышленности и торговли Вьетнама Нгуен Хонг Зиен, министр нефтяной промышленности Ирана Джавад Оджи, министр промышленности и торговли Лаоса Малайтхонг Коммасит, министр энергетики и водных ресурсов Мали Бинту Камара, министр экономики и финансов Мали Алуссени Сану, министр промышленности и торговли Мали Муса Алассан Диалло, министр транспорта и инфраструктуры Мали Мадина Сиссоко Дембеле, Министр шахт Мали Амаду Кейта, Министр электроэнергетики Мьянмы Ньян Тун, министр энергетики Мьянмы Ко Ко Лвин, министр науки и технологий Мьянмы Мьо Тейн Чжо, министр энергетики Республики Беларусь Виктор Каранкевич, исполняющий обязанности федерального министра энергетики Пакистана Мухаммад Али, министр энергетики Саудовской Аравии Абдулазиз бин Салман Аль Сауд, министр нефти и минеральных ресурсов Сирии Фирас Каддур, министр энергетики и водных ресурсов Таджикистана Далер Джума, министр энергетики и природных ресурсов Турции Алпарслан Байрактар.

Гостями форума стали свыше 1200 представителей иностранного и российского бизнеса из более чем 250 компаний. Среди знаковых представителей российского бизнеса: председатель правления ПАО «Газпром» Алексей Миллер, генеральный директор государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» Алексей Лихачев, генеральный директор ПАО «Федеральная сетевая компания – Россети» Андрей Рюмин, генеральный директор Российского фонда прямых инвестиций Кирилл Дмитриев, генеральный директор АО «Зарубежнефть» Сергей Кудряшов, генеральный директор ПАО «Сургутнефтегаз» Владимир Богданов.

Среди представителей иностранного бизнеса участие в РЭН-2023 приняли: член совета директоров Vietnam Oil and Gas Group Чан Бин Минь, генеральный управляющий холдинга «Электропривреда Републике Српске» Лука Петрович, генеральный директор Syrian Petroleum Corporation Набих Христин, глава представительства Государственной электросетевой корпорации Китая в Москве Оу Сяомин, генеральный директор Basra Oil Company Басим Абдулкарим Насер аль-Шамхани, председатель правления UzGasTrade Алишер Агзамов,

исполняющий обязанности председателя правления АО «Узтрансгаз» Аскар Исаков.

Итоги работы и подписанные соглашения

Всего в рамках Российской энергетической недели – 2023 российские и зарубежные компании, государственные организации заключили 28 соглашений и меморандумов о сотрудничестве.

Соглашение о намерениях в целях развития направления «Оборудование для нефтегазохимии» заключено между Правительством Российской Федерации и ПАО «СИБУР Холдинг».

Госкорпорация «Росатом» и Министерство науки и технологий Республики Союз Мьянма подписали меморандум о взаимопонимании в области оценки и развития ядерной инфраструктуры Республики Союз Мьянма. Также АО «Концерн Росэнергоатом» (электроэнергетический дивизион госкорпорации «Росатом») и Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа подписали соглашение о взаимодействии в области торговли сертификатами происхождения электроэнергии, выработанной с помощью низкоуглеродных и возобновляемых источников.

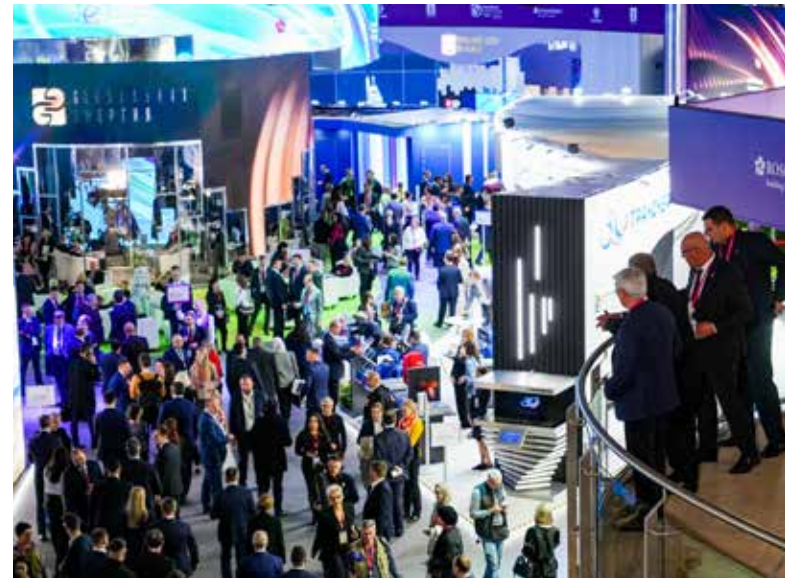
ПАО «Россети» заключило 10 соглашений о развитии и укреплении сотрудничества в области стратегического и инновационного развития электросетевого комплекса, о сотрудничестве в области повышения информированности граждан и юридических лиц, а также в области образовательных программ и просветительских мероприятий для детей и молодежи, научной и научно-практической сферах и др.

«Газпром нефть», Министерство энергетики Российской Федерации и Министерство промышленности и торговли Российской Федерации подписали дорожную карту развития отечественного оборудования для бурения и добычи углеводородов на суше.

Российское энергетическое агентство Минэнерго России подписало ряд важных документов, в числе которых соглашение с АНО «Агентство стратегических инициатив по продвижению новых проектов» о взаимодействии в области климатической повестки, включая вопросы энергоэффективности, энергоменеджмента и низкоуглеродного развития, а также соглашение

о сотрудничестве с ФГАОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина».

Фонд «Росконгресс» подписал три стратегических документа: соглашения о сотрудничестве с иранским Институтом международных энергетических исследований, Африканской энергетической палатой и Международным центром производственных инвестиций (CIIP) Боливарианской Республики Венесуэла.



Первый день РЭН-2023
Источник: Сергей Отрошко / «Росконгресс»

Особый день – молодежный день

Российскую энергетическую неделю завершил молодежный день. На площадке присутствовали более 2000 молодых людей, которые представили десятки проектов и отраслевых инициатив, обменялись опытом и получили советы от экспертов. Центральным событием молодежного дня стало пленарное заседание «Энергетика-2035: будущее сферы» с участием заместителя председателя Правительства Российской Федерации Александра Новака. Мероприятие прошло в формате «битвы поколений». Всего программа молодежного дня РЭН включала 30 мероприятий, посвященных популяризации ТЭК и инженерно-технического образования.



«Россети» —
вместе
в будущее

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

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

УЖЕ БОЛЕЕ 40 ЛЕТ

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

В ЧИСЛЕ ДРУГИХ ПРОЕКТОВ:

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

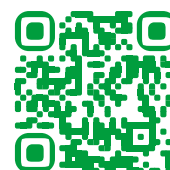
Помимо этого, компания работает в сегменте «Нефтепереработка и сбыт» на территории Республики Сербской (Босния и Герцеговина), имеет в структуре собственные проектные институты подземного и наземного обустройства нефтегазовых месторождений, а также сервисные компании.



НАША КОМАНДА

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

Наш сайт



Мы в Telegram



ЗАРЯЖАЕМ МИР
ЭНЕРГИЕЙ





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



Анна ГОРШКОВА
Главный редактор журнала
«Энергетическая политика»

Средняя Азия как центр интересов

Средняя Азия всегда была в центре геополитических интересов России. Сейчас между РФ и Западом начинается новый этап борьбы за политическое влияние в этом регионе, и снова в ход идет главное отечественное оружие – газ. Интерес к региону закономерен: население этих стран растет, экономика поднимается, социально и политически РФ, Казахстан, Узбекистан и Киргизия остаются близкими друг к другу.

В начале октября главы Узбекистана и Казахстана Ш. Мирзиёев и К. Токаев приехали в Москву, чтобы запустить в реверсном режиме газопровод «Средняя Азия – Центр» для поставок российского газа в Узбекистан через Казахстан. Сразу после Президент РФ В. Путин посетил Бишкек, а в начале ноября – Астану, где активно обсуждал с К. Токаевым поставки и транзит газа, реконструкцию старых и строительство новых трубопроводов.

Между этими дружественными визитами глава «Газпрома» А. Миллер заявил, что компания совместно с Казахстаном, Узбекистаном и Киргизией в 2024 г. подготовит юридически обязывающие документы для совместной работы в течение ближайших 15 лет. При этом «Газпром» готов не только поставлять газ в Среднюю Азию и транзитом в Китай, но и заняться здесь социальной газификацией.

Казалось бы, строительство нового трубопровода для газификации Астаны вряд ли станет высокорентабельным, однако с политической точки зрения оно может принести большие дивиденды. Тем более, что в конце октября в среднеазиатское турне отправился Президент Франции Э. Макрон. И его главной задачей была, по данным западных СМИ, не только покупка урана, но и установление политического влияния ЕС в регионе.



Строительство новой майнинг-фермы в Казахстане

Источник: mycrypter.com

УДК 620.9

DOI 10.46920/2409-5516_2023_11190_14

EDN: MHSWIU

Отрасль высокого энергопередела

High energy transfer industry

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

Anna DOGUAB
Columnist for Energy Policy
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Контейнер для майнинга

Источник: depositphotos.com



Аннотация. Статья поднимает вопросы законодательного регулирования российского майнинга. На текущий момент ЦОДы и майнеры уже превратились в серьезных потребителей энергии, способных влиять как положительно, так и отрицательно на работу всей электроэнергетической отрасли. Автор подробно останавливается на теме, каким образом возможно повышение налоговой доходности этого бизнеса. Особое внимание уделяется решению проблем нормативного урегулирования между дата-центрами и майнерами.
Ключевые слова: дата-центры, майнеры, тарифы на электроэнергию, нелегальный бизнес, «белый» майнинг.

Abstract. The article raises issues of legislative regulation of Russian mining. At the moment, data centers and miners have already become serious consumers of energy, capable of influencing, both positively and negatively, the operation of the entire electricity industry. The author dwells in detail on the topic of how it is possible to increase the tax yield of this business. Particular attention is paid to solving regulatory problems between data centers and miners.
Keywords: data centers, miners, electricity tariffs, illegal business, white mining.

//
Мы наблюдаем появление принципиально нового потребителя электроэнергии, который фундаментально отличается от того, что мы видели раньше



г. Свирск, Иркутская область
Источник: irkipedia.ru

Системы блокчейн, майнинг и оборот криптовалют, по своей сути, не имеют телесного, физического выражения. Сами по себе – это абстрактные, энергетические процессы, а вот их телесным выражением являются так называемые Центры обработки данных (ЦОДы) или дата-центры, предоставляющие майнерам оборудование для операций с криптовалютой. Именно это оборудование, майнеры и охлаждающие их системы, являются крупными потребителями электроэнергии, поэтому исторически так сложилось, что распутывание клубка нормативно-правовых и экономико-социальных проблем функционирования майнинга легло на плечи не Минфина или Минцифры, а энергетической отрасли. А модернизация угольной ТЭЦ в Улан-Удэ оказалась

тесно связана с работой криптовалютной биржи Bitget, зарегистрированной на Сейшельских островах. Не зря на круглом столе «Майнинг криптовалют с точки зрения энергетиков: регулирование или свобода действий?» разгорелась самая жаркая и жесткая дискуссия между энергетиками, Минэнерго и представителями дата-центров в рамках всей «Российской энергетической недели».

Потребители нового мира

Центром притяжения всевозможных ЦОДов и майнинговых ферм в России стали юг Иркутской области, Забайкалье



Работа ЦОД

Источник: depositphotos.com

и Бурятия из-за дешевых тарифов на электроэнергию как для промышленных потребителей, так и для населения, удаленности от центра и наличия большого количества старой, нуждающейся в модернизации электросетевой инфраструктуры. Буквально за пару лет количество легальных, полуправильных и совсем незаконных дата-центров в этом регионе выросло настолько, что их суммарный объем потребления, по данным Минэнерго России, в 2023 г. вырастет с 1,13 ГВт до 1,5 ГВт, а в перспективе он может достигнуть 5–6 ГВт.

«На примере Иркутской области мы видим появление принципиально нового потребителя электроэнергии, который фундаментально отличается от того, что мы видели раньше», – отметил директор по энергетическим рынкам и внешним связям «Системного оператора» Андрей Катаев. Основопологающими характеристиками этого нового потребителя являются быстрота появления, мобильность, отсутствие социально-экономических связей с регионом базирования и привязка исключительно к дешевым тарифам на электроэнергию.

Так, раньше появление любого нового потребителя, будь то горнообогатительного комбината или нового жилого комплекса, было сильно растянуто во вре-

мени. Оно начиналось с разработки и утверждения проекта и заканчивалось процедурами введения объекта в эксплуатацию. Это так или иначе соответствовало срокам строительства новой генерации, если в ней была необходимость. «В случае с майнерами, дата-центрами, системами искусственного интеллекта и т. д. – это невозможно. Вычислительные мощности строятся почти мгновенно, за месяц-два, фактически, появляясь из ниоткуда. Поэтому на сегодняшний день технического ответа на взрывной рост потребления электричества не существует – только нормативный», – отметил А. Катаев.

Главными чертами нового потребителя являются быстрота появления, мобильность, отсутствие социально-экономических связей с регионом и привязка к дешевым тарифам на электричество

При этом этот бизнес никак не привязан географически или социально к конкретному району. «Ему не нужны программы социально-экономического развития, ему не нужны полезные ископаемые или трудовые ресурсы. Он появляется именно в этой точке только потому, что, благодаря законодательной регуляторике, здесь самые дешевые тарифы на электроэнергию», – пояснил он. Как только цена на электроэнергию повысится, такой потребитель, словно «Летучий голландец», исчезнет в никуда в поисках других мест с дешевой энергией.

Мобильность является еще одной отличительной чертой ЦОДов и майнеров. «Небольшое изменение в регуляторике никак не повлияет на горно-обогатительный комбинат. И он никак не переедет из Забайкалья к Сургутским ГРЭС. Майнеры при небольшом изменении цены взяли, погрузили свои контейнеры и перевезли их в более благоприятное место», – отметил А. Катаев.

Но, по его словам, этими свойствами современных новых потребителей нужно научиться пользоваться, так как, в отличие от разовой Иркутской проблемы, появление же новых потребителей становится долгосрочным трендом. Мир,

Налоговая отдача за каждый 1 МВт мощности в майнинге составляет 240 тыс. руб. Прочие промышленные потребители на каждый МВт мощности дают в бюджет Иркутской области – 53 млн руб.

в принципе, стал отличаться быстрым развитием технологий, ориентированных на большое потребление электричества и его легкую доступность. За несколько месяцев в пустом поле где-то в средней полосе России может быть построена система теплиц на искусственном освещении, был бы доступ к электричеству. В Скандинавии как грибы сооружаются электролизеры по производству водорода с помощью электрического пиролиза. По сути, на рынке формируется новое поколение игроков, способных полностью перевернуть традиционные подходы к его работе.

ЦОД в Братске

Источник: 2gis.ru





с. Нерчинский завод, Забайкальский край

Источник: [wikimedia.org](#)

Иркутская неожиданность

Совещания межведомственных рабочих групп о возможности развития майнинга в России проходили и в 2017 г., и в 2019 г., и в 2020 г. Но, как отмечают участники рынка, ведомства тогда явно недооценивали масштаб проблемы. «Никто тогда не хотел верить, что вот эти контейнеры с вентиляторами смогут потреблять мегаватты и гигаватты», – заметил основатель и руководитель компании-ЦОД BitRiver; соучредитель Ассоциации промышленного майнинга Игорь Рунец.

Тем более оставались нерешенными такие принципиальные вопросы как

Но готовы ли легальные ЦОДы в будущем инвестировать в строительство крупной генерации, тарифы для которой будут кратно превышать действующие цены на электроэнергию для пром. потребителей?

регуляторное разделение этого бизнеса на дата-центры и, собственно, майнеров, разрешение использования на территории России криптовалют или их запрет и т. д. В конечном итоге, на фоне ковидных ограничений и падения рынка нефти, тема показалась чиновникам не столь значительной. Пока не грянул 2021 г.

До 2019 г. Китай был лидером по обороту майнинговых операций и торговли биткоином. Эта ситуация устраивала власти Китая, но в 2019 г. доля Поднебесной упала с 75 до 46%. В итоге в мае 2021 г. первые государственные компании стали запрещать своим клиентам расчеты в зарубежных криптовалютах, а в июле Народный банк Китая представил программу запуска цифрового юаня и ввел запрет на использование других криптовалют. И майнеры стали массово менять дислокацию. Одним из самых привлекательных регионов стали Казахстан и юго-восток Сибири России – Иркутская область, Забайкалье, Бурятия, Хакасия. Этому способствуют самые низкие в России тарифы на электроэнергию для населения. Так, жители Иркутска платят 1,42 руб./кВт·ч, жители сельской местности в области – 0,99 руб./кВт·ч. Для сравнения: тариф в Москве составляет 6,43 руб./кВт·ч в квартирах с газовыми

«Белый» майнинг имеет плюсы: он участвует в планах по энергопотреблению, он обеспечивает постоянное и ровное потребление, что позволяет участвовать в системе управления спросом в энергетике

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

Буквально за год легальные и нелегальные ЦОДы наводнили богом забытые деревни в Забайкалье и Хакасии. «Мы столкнулись с взрывным ростом энергопотребления. В полном соответствии с действующим законодательством коллеги присоединились к сетям, но сделали это достаточно быстро, и их было достаточно много, так что план по росту энергопотребления на 4 года был выбран за год», – отметил заместитель министра энергетики Российской Федерации Павел Сниккарс.

г. Могоча, Забайкальский край

Источник: [wikimedia.org](#)



Мир не умеет быстро строить электростанции, что поделать!

По данным Российской ассоциации криптоиндустрии и блокчейна (РАКИБ), легальные и нелегальные российские майнинг-фермы по данным на середину 2023 г. потребляют от 2 до 2,5 ГВт электроэнергии в год. При этом 90% майнинга в России уже имеет промышленный характер. Несмотря на падение рынка криптовалют доходы от майнинга в нашей стране постоянно растут. К концу 2023 г. ожидается прирост доходности майнинга по текущему курсу криптовалют до 200 млн руб. ежедневно.

Но вот Иркутская область оказалась на грани энергетического дефицита. Власти региона забили в набат и обратились к Президенту России Владимиру Путину. Итогом стало поручение проработать вопрос о возможности легализации майнинга. Но проблема стала нарастать с угрожающей скоростью.

По данным Минэнерго РФ, дефицит электроэнергии в Сибири уже достигает 1225 МВт. Чтобы преодолеть этот дефицит, необходимо строить новую генерацию. Такие планы уж заложены в недавно утверж-

денной схеме и программе развития электроэнергетических систем до 2028 г. (СИПРЭС). Однако строительство новой генерации имеет определенный жизненный цикл длинной в несколько лет: от принятия программных документов и разработки проекта, до физического строительства и ввода в эксплуатацию. «Купить оборудование, контейнеры, вентиляторы, ПО, привезти, подключить и провести техприсоединение, поставить 8 столбов, оградить колючей проволокой и сеткой в 3 ряда, это раза в 3–4, а может – в 10, быстрее, чем построить угольную электростанцию», – отметил замминистра.

Минэнерго видит только один выход – повышать тариф на передачу мощности. «Понятно, что этих денег не хватит построить новую электростанцию, но этих денег хватит залатать какие-то дыры, протянуть сети и построить подстанцию. Ну или пусть переезжают в другое место и высвобождают мощности», – отметил он. По словам чиновника, сейчас готовится соответствующее постановление правительства о самостоятельном повышении тарифа для населения для региональных властей. «Для нас, как для энергетиков, проблема не в майнинге, проблема в быстро образовавшемся дефиците энерго мощностей. Мы не умеем быстро строить станции, не только мы – мир не умеет быстро строить станции или ЛЭП в 500 КВт через пол-Сибири. Ну невозможно родить ребенка за месяц», – отметил П. Сниккарс.

Оборудование для майнинга

Источник: depositphotos.com



Электросетевые компании уже ввели практику доначислений по промышленному тарифу. В результате, сейчас наблюдается рост потребления «белых» майнеров в Иркутской области с 670 МВт до 850 МВт

Простое решение, как скупая мужская слеза

Впрочем, правительство Иркутской области уже нашло простое решение районного масштаба, скупое и действенное как мужская слеза. По словам председателя правительства Иркутской области Константина Зайцева, электросетевые компании разработали ряд технических решений, способных вывести в легальную зону серые, использующие тариф для населения, майнинговые фермы. Оно заключается в повышении тарифа до уровня промышленного предприятия, если потребление электроэнергии в том или ином доме начинает превышать установленные нормативы. В результате, количество серых не-



г. Черемхово, Иркутская область

Источник: teploservischeremhovo.ru

легальных майнеров в регионе резко упало. «Электросетевые компании успешно справляются со своей задачей, когда они выявляют такие объекты, они доначисляют плату за потребленную электроэнергию по коммерческой цене. Уже доначислено 1,3 млрд руб. за такое потребление. Порядка 30% взыскано, остальное – в судебных разбирательствах. В результате, майнеры уходят в «белые» сети. Уже сейчас наблюдается рост потребления «белых», легальных майнеров с 670 МВт до 850 МВт», – отметил он.

Другое дело, что текущее налоговое законодательство не позволяет превратить законный майнинг в выгодный для государства бизнес. Фактически дата-центры платят только НДС с аренды земли, а пользуясь законодательными возможностями, они покупают оборудование, как физические лица, и требуют на законных основаниях у государства возмещения НДС.

«Мы провели анализ налоговой нагрузки легальных ЦОДов в 2020–2022 гг. – налоговая отдача за каждый 1 мегаватт мощности в майнинге составляет 240 тыс. руб. Прочие промышленные потребители на каждый мегаватт мощности дают в консолидированный бюджет Иркутской области – 53 млн руб. Вопрос регулирования майнинга – это вопрос приоритета, кого

подключать, и кто приносит больший доход», – отметил К. Зайцев.

От контейнера до отрасли высшего передела

И вот тут наступает невероятная точка бифуркации: как поведет себя система – станет ли самостоятельной, сильной отраслью, или уйдет в подполье? Вопрос должен решиться в ближайшее время, и многое будет зависеть от государственного понимания этих процессов.

Факторами влияния являются сразу несколько точек. Первая из них – это все-та-

ЦОДы предлагают ужесточить требования к техприсоединению при одновременном снижении порога с 50 до 5 МВт и обязать дата-центры покупать качественное оборудование на легальном основании

ки разделение регуляторных понятий: майнеров, как неопознанных получателей валютной выручки, и дата-центров, как технических операторов для проведения операций и главных потребителей мощности. Да, очень часто, эти компании сливаются, и дата-центры начинают выполнять функции майнеров и зарабатывать на международных блок-чейн операциях. Но государству, впрочем, не стоит большого труда путем лицензирования или введения нормативных ограничений резко разделить эти

тивами по регулированию отрасли и формализации ее работы. Причем легальные компании готовы платить по промышленным тарифам и инвестировать в строительство пусть старых и небольших, но все-таки мощностей, которые сделают этот бизнес менее мобильным.

«Мы всегда говорили, что готовы работать по промышленным тарифам, мы никогда за перекрестное субсидирование и не агитировали. Предлагая же простое повешение тарифа, вы пытае-



г. Могоча, Забайкальский край

Источник: [wikimedia.org](https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Mogocha.jpg)

понятия. И вот это может стать отправной точкой для дальнейшей работы, которая заключается в создании самостоятельной отрасли не майнинга, а ЦОДов. Само сложное в этом подходе – определить и отделить доходы самих майнеров от доходов ЦОДов. Это как раз и есть настоящая серая зона. Но, в конце концов, сами дата-центры будут постепенно заинтересованы выходить в легальное поле, так как, покупая законное оборудование, нанимая на работу граждан, выплачивая аренду и налоги в рублях, они получают доходы в криптовалюте. При этом всегда существуют риски возникновения сложностей с ее обналчиванием.

Сейчас сами дата-центры начинают выходить с законодательными инициа-

тивом отрезать здоровую руку, вы не решаете проблему, а ее усугубляете. Между тем, «белый» майнинг имеет плюсы: он уже участвует в формировании планов по энергопотреблению, он обеспечивает постоянный и ровный спрос, что позволяет ему участвовать в системе управления спросом в энергетике», – отметил И. Рунец.

По словам генерального директора ООО «Интелион Майн» Тимофея Семенова, «белые» дата-центры давно стали самостоятельными и полезными участниками рынка. «Белый» майнинг несет пользу. Он может участвовать в управлении спросом. Так, в ряде регионов во второй ценовой зоне до 95% деманд-респонса обеспе-

чивается ЦОДами. Совокупно по стране происходит снижение цены на 1,7 млрд руб. Это крупный промышленный потребитель, готовый инвестировать в уже действующую электросетевую инфраструктуру. Мы строим ЦОД в Хакасии на 48 МВт и уже выкупили старую подстанцию 1973 г. для полной ее реконструкции. После того, как мы введем этот ЦОД, объем перекрестного субсидирования уменьшится примерно на 200 млн руб. в год. А это – 16% общего объема перекрестного субсидирования в регионе», – отметил Т. Семенов.

Таким образом, инвестиции, пусть и в старые подстанции, позволят ЦОДам закрепиться на местах и не срывать сразу, как только условия незначительно изменятся. В этом случае государство может постепенно обязать ЦОДы выкупать старую инфраструктуру в пределах стимулирующих возможностей.

Сейчас большинство даже «белых» майнеров использует старое китайское нелегальное оборудование. Так что не менее важными могут стать обязательства по легальному приобретению оборудования именно российского производства. Это позволит дата-центрам стать якорными заказчиками, платящими НДС в казну.

Глава BitRiver Игорь Рунец также предложил ужесточить требования к технологическому подсоединению при одновременном снижении порога технического присоединения с текущих 50 до 5 МВт, что позволит легализовать мелкие дата-центры. Повышение тарифа для майнеров, по его словам, приведет лишь к увеличению «серого» и даже «черного» майнинга.

Ассоциация майнеров уже отправляла в Минэнерго письмо с расчетами, согласно которым легальный «белый» майнинг практически не оказывает влияние на неконтролируемый рост потребления, так как данные учитываются при заявках на техприсоединение.

Впрочем, регуляторы поднимают другой вопрос: готовы ли легальные ЦОДы инвестировать в строительство новой, но крупной генерации, тарифы на электроэнергию которых в будущем будут кратно превышать действующие цены для промышленных потребителей? «Я не думаю, что существуют сегодня технологии, которые могут выдать нам мощности с ценой в 2–3 рубля, скорее всего, это будет в 2–3 раза дороже. И честная цена нового

потребления в регионе будет достаточно большая», – отметил А. Катаев. С ним согласился председатель правления Ассоциации «НП Совет рынка» Максим Быстров. По его словам, цена новой генерации в этом регионе с учетом проблем с импортозамещением и удаленности территорий, может оказаться в 7–10 раз выше старой, и ни один даже легальный майнер не захочет платить такую сумму.

Неожиданно за майнеров заступился первый заместитель председателя комитета Государственной думы Валерий Селезнев. По его словам, майнеры не могут существовать при высокой цене на электричество в 6–10 руб./кВт·ч, с другой сто-



Дата-центр

Источник: [depositphotos.com](https://depositphotos.com/10000000/10000000.html)

роны они имеют достаточно большую выручку, причем самого высокого энергопорога. «Криптовалюта – это более высокий передел электроэнергии, как ресурса, который превращается в цифровые блоки и имеет высокий потенциал для экспорта. Это вопрос к Минфину, как сделать так, чтобы выручка от продаж крипты оставалась в стране. И если это – экспортный товар, то почему ему не создать преференции», – отметил депутат.

«Еще в 2013–2014 гг. Иркутская область, Бурятия, Забайкалье, Хакасия мечтали бы о приходе таких инвесторов... Ну, просто эти инвесторы...ну, перестарались чуть-чуть», – резюмировал В. Селезнев.

Газовая отрасль ждет перемен

The gas industry is waiting for changes

Вячеслав КУЛАГИН
Заведующий отделом развития
энергетического комплекса мира и России
ИНЭИ РАН
E-mail: vakulagin@yandex.ru

Vyacheslav KULAGIN
Head of the Department for Development
of the Energy Complex of the World
and Russia, ERI RAS
E-mail: vakulagin@yandex.ru

Дмитрий ГРУШЕВЕНКО
Старший научный сотрудник ИНЭИ РАН
E-mail: grushevenkod@gmail.com

Dmitry GRUSHEVENKO
Senior Researcher, ERI RAS
E-mail: grushevenkod@gmail.com

Анна ГАЛКИНА
Старший научный сотрудник ИНЭИ РАН
E-mail: anne.galkina@gmail.com

Anna GALKINA
Senior Researcher, ERI RAS
E-mail: anne.galkina@gmail.com

Амурский ГПЗ

Источник: mixyfotos.ru



Аннотация. В статье анализируется текущее состояние российского газового рынка на фоне серьезного ухудшения геополитической ситуации и отказа европейских покупателей от российского трубного газа. Авторы приходят к выводу, что прежняя модель газовой отрасли уже не работает, и необходимо выстроить новую модель со взвешенным учетом интересов всех участников рынка. В ядро этой модели целесообразно заложить самоокупаемость внутреннего рынка, построенного на принципах свободного ценообразования и отсутствия перекрестного субсидирования любого вида. В основе экспортной политики должна быть гибкая адаптируемая стратегия по завоеванию рынков с обязательным пониманием меняющейся конъюнктуры и эффектов для государства. Изменения в налоговой системе должны идти по принципу распределения нагрузки в увязке с реальной доходностью деятельности компаний на внутреннем и внешних рынках.

Ключевые слова: газовая отрасль, экспорт газа, налоговая политика, ценообразование на газ, перекрестное субсидирование, санкции.

Abstract. The article analyzes the current state of the Russian gas market against the backdrop of a serious deterioration in the geopolitical situation and the refusal of European buyers from Russian pipeline gas. The authors come to the conclusion that the previous model of the gas industry no longer works, and it is necessary to build a new model with a balanced consideration of the interests of all market participants. It is advisable to lay at the core of this model the self-sufficiency of the domestic market, built on the principles of free pricing and the absence of cross-subsidies of any kind. Export policy should be based on a flexible, adaptable strategy for conquering markets with a mandatory understanding of the changing market environment and the effects on the state. Changes in the tax system should be based on the principle of burden distribution in connection with the real profitability of companies in the domestic and foreign markets.

Keywords: gas industry, gas export, tax policy, gas pricing, cross-subsidization, sanctions.

“

Основным вызовом для внутреннего рынка газа является убыточность и низкая доходность поставок по отдельным категориям потребителей

Этап выживания и подъема завершается, что дальше?

Если экономику России представить в виде дерева, то газовая отрасль – его корни, которые дают воду и питательные

элементы, одновременно отвечая за устойчивость. Газ лежит в основе энергобаланса – обеспечивает около половины всего энергопотребления и производства электроэнергии. Налоги с газовой отрасли являются одной из ключевых составляющих бюджетных поступлений, а в сложные времена сдерживание цен на газ позволяло поддерживать другие отрасли и население, несмотря на неплатежи.

От способности корневой системы далее успешно работать будет зависеть и состояние самого дерева. Сейчас мы находимся как раз в том моменте, когда необходимо принимать стратегические решения по дальнейшему функционированию газовой отрасли, чтобы не допустить огромных проблем в этом системообразующем сегменте.

Тридцатидвухлетний период функционирования с 1990 по 2022 гг. вполне можно назвать этапом выживания и подъема для газового бизнеса. В 90-е и начале 2000-х гг. газовикам необходимо было сохранить работоспособность в услови-

ях тотальных неплатежей на внутреннем рынке и в странах ближайшего зарубежья, обвала реальных внутренних цен в кризисные периоды, проблем с поставками оборудования и материалов с отечественных промышленных предприятий. Работавшие в то время хорошо помнят оплату натуральными и зачастую не нужными товарами вместо денег, систему векселей со сроками погашения через несколько лет вместо реальных платежей, нехватку обычной бумаги и бензина для машин, без чего нельзя было даже выехать на работы. Но отрасль устояла и смогла найти возможности для развития – вводились новые месторождения, запускались экспортные проекты, расширялась ГТС. При этом газовики были одним из основных источников налоговых поступлений, параллельно выполняя социально значимые функции – инвестируя в развитие спорта и сооружение новых объектов, обеспечивая поддержку детских домов и т. д. Таким образом, в России сформировалась устойчивая модель работы газовой отрасли: ПАО «Газпром» получает дополнительные доходы на экспорте в Европу, которые создают основу для перекрестного субсидирования и обеспечения выполнения государственно значимых задач, а залогом успеха независимых производителей стали особые условия работы на внутреннем рынке.

Экспортная доходность позволяла ПАО «Газпром»:

- нести повышенную налоговую нагрузку;
- обеспечивать убыточные поставки социальным потребителям;
- обеспечивать неравномерность спроса (поддерживать добычные мощности с низкой загрузкой, ПХГ);
- инвестировать в газификацию;

Резко усложняется ситуация в сегменте транспортировки газа. Если недавно большую часть финансирования ГТС мог обеспечить европейский экспорт, то теперь эти возможности резко сократились



Бованенковское месторождение

Источник: «Газпром»

- выполнять задачи территориального развития (строительство ГТС на востоке и т. д.);
- реализовывать социально значимые проекты, напрямую не связанные с газовой отраслью.

С 2023 г. начинается новый период работы, когда из созданной модели выпадает её ключевой элемент – прибыль от европейского экспорта по созданной и в значительной степени амортизированной инфраструктуре. Уже произошло сокращение поставок в Европу более чем в 3 раза, при этом звучат заявления от руководства ЕС о полном отказе от российского газа в ближайшее время. Стабилизируется постепенно и ценовая ситуация, что не позволяет надеяться на сохранение выручки при падающих объемах поставок.

Таким образом, в сравнении с предыдущими периодами, с одной стороны, прибыль от европейского экспорта резко сокращается, а с другой стороны с 2022 г. сильно увеличилась налоговая нагрузка. Как результат – уже с 2023 г. прибыль компании, ответственной за решение социальных задач газовой отрасли, уходит в отрицательную зону (рис. 1).

Не смогут отбалансировать действующую модель ни расширение экспорта СПГ, ни трубопроводные поставки в Китай. Новые проекты с ориентиром на восточное направление пока скорее требуют огромных затрат. Чтобы выйти на стабильную прибыль лет через 10–15, сегодня нужно много построить, а для этого требуются инвестиции. При этом экспорт СПГ со сторо-

ны независимых производителей вообще не встроен в описанную модель перекрестного субсидирования.

Чтобы определиться с форматом новой модели необходимо трезво оценить текущее состояние отрасли и имеющиеся ключевые вызовы.

Ключевые актуальные вызовы для газовой отрасли

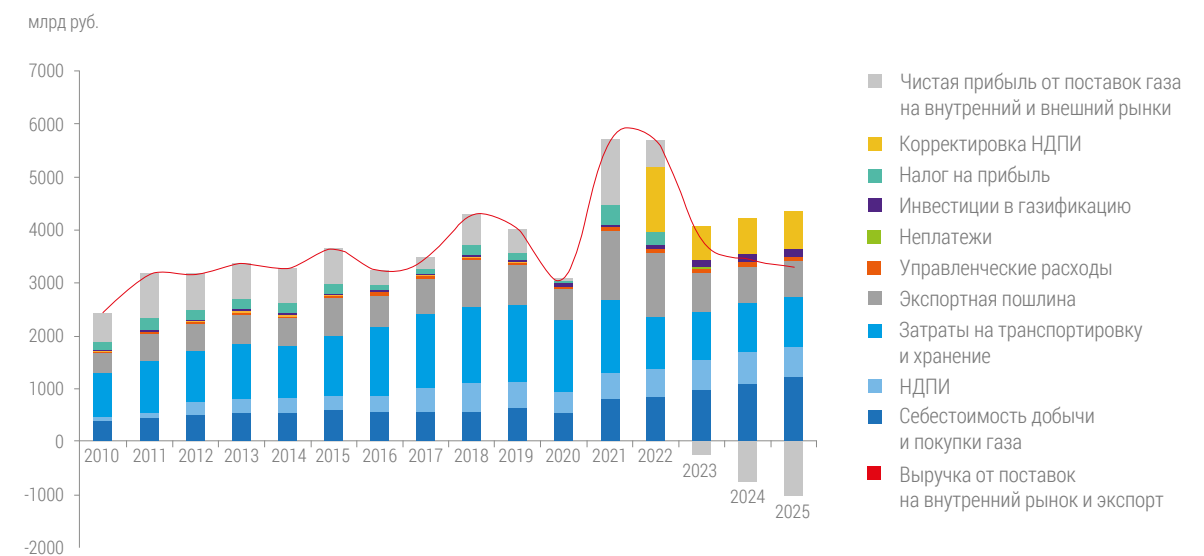
Одним из основных вызовов для внутреннего газового рынка и отрасли является убыточность и низкодходность поставок по отдельным категориям потребителей. Особенно это критично для компаний, у которых газ является основным видом деятельности. Понимая это, часть нефтяных компаний вообще предпочитают газовым бизнесом не заниматься, а продавать добываемый попутный газ на скважине. При этом ситуация постепенно ухудшается. Если еще 10 лет назад реализация газовых проектов позволяла получать рентабельность, сопоставимую с нефтяным бизнесом, то теперь она даже для независимых производителей снизилась до околонулевых отметок. И речь идет о компаниях, у которых нет повышенной налоговой нагрузки и есть возможность выбора привлекательных потребителей. Как показал 2022 г., экспортируя СПГ, можно получить

Минусом действующей налоговой системы являются расходящиеся с экспортной и внутренней доходностью налоговые сборы из-за постоянно пересматриваемых повышающих коэффициентов

чистую доходностькратно выше, чем на внутреннем рынке. Это порождает еще один вызов – коммерческие интересы подталкивают компании к решению любым способом переориентировать поставки с внутреннего рынка на экспорт, а если это не удастся, то совсем перестать заниматься самим газовым бизнесом. Результатом этого будет фактическое исчезновение конкуренции на внутреннем рынке.

Но и на внешнем рынке ситуация не однозначна. Экспортные цены 2022–2023 гг. выглядели более чем привлекательно, чтобы появилось много разговоров о необходимости запуска новых проектов для монетизации ресурсной базы. Но, говоря об экспортных перспективах, нужно осознать новые реалии:

Рис. 1. Сводные экономические показатели работы газового бизнеса ПАО «Газпром» на внутреннем рынке и экспорте, базовый сценарий



Необходимо установить базовый уровень НДПИ, отражающий сборы при поставках на внутренний рынок. При этом его размер и последующие изменения должны быть синхронизированы с ценовой политикой

- речь уже не идет о поставках на соседний рынок, где российские компании являлись одними из самых конкурентоспособных по затратам, есть высокий диверсифицированный по покупателям платежеспособный спрос и в высокой степени готовности необходимая для транспортировки инфраструктура. Завоевать ниши на новых рынках будет сложнее, при этом в сегменте СПГ половина мирового рынка приходится на «недружественные» страны. Для второй же половины цена является жестким ограничени-

- ем, и в случае её роста они готовы отказываться от газа, что наглядно было видно в 2022 г.;
- период «премиальных цен», вызванный резкой нехваткой российских поставок для ЕС, проходит. И цены 2023 г. это наглядно показывают. Уже в течение ближайших нескольких лет рынок, напротив, может столкнуться со снижением котировок из-за переизбытка предложения, который будет формироваться по мере запуска новых СПГ-заводов по всему миру. Нельзя забывать и про период до обострения геополитической ситуации – в 2019–2020 гг., когда средние цены на газ в Нидерландах были 141 долл. за тыс. м³, а в АТР немногим выше.
- Ситуация на внешних рынках приводит к формированию ещё одного вызова, связанного с риском недозагрузки и не окупаемости экспортных мощностей. При этом себестоимость экспортных поставок будет заметно выше, чем ранее. А это означает, что, даже в случае наращивания экспорта в перспективе, он не сможет быть гарантированным источником средств для перекрестного субсидирования.

Строительство газопровода «Бованенково — Ухта»

Источник: «Газпром»

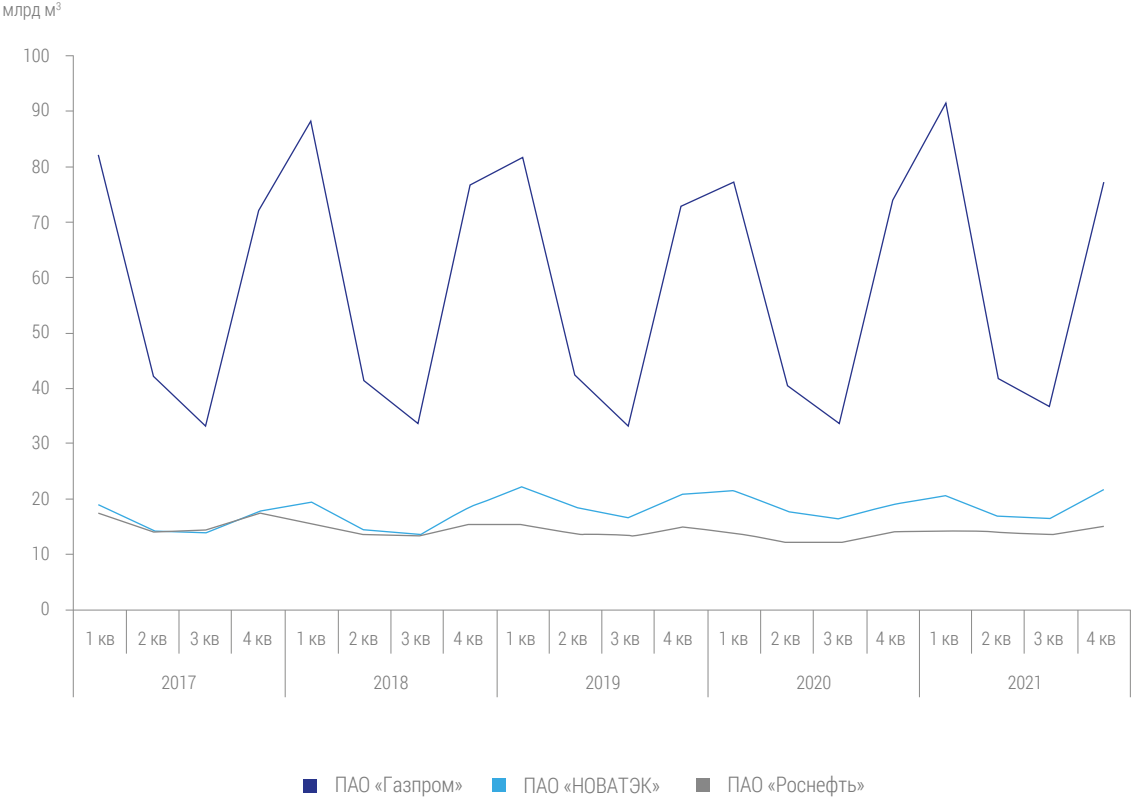


Рис. 2. Объемы поставок газа компаниями по кварталам в период 2017–2021 гг.

Источник: на основе данных годовой и квартальной отчетности компаний

Еще один вызов связан с планами по образованию общего рынка газа ЕАЭС. Вхождение в него в условиях перекосов и убыточности на внутреннем рынке может привести к набору негативных последствий, включая потерю потенциально возможных внешних доходов и распространение географии убыточных поставок за пределы России.

Таким образом, на всех направлениях сбыта есть свои проблемные точки. Тем временем идет естественный процесс исчерпания действующих месторождений, который требует от газовых компаний перехода на новые, более сложные проекты – удаленные от мест потребления, с большими глубинами залегания, многокомпонентным составом газа. Сразу несколько перспективных областей находится в шельфовых зонах. Всё это ведет к неизбежному росту производственных затрат.

Значительно усложняется ситуация в сегменте транспортировки газа по трубопроводам. Если еще недавно существенную часть финансирования ГТС мог обеспечить европейский экспорт, то теперь эти возможности резко сократились. Тем

временем регулируемый внутренний тариф заморожен с 2015 г., а решение по дальнейшему регулированию так и не принято.

Еще одним вызовом является отсутствие регуляторных стимулов для обеспечения сезонной неравномерности поставок. Без них сложно обеспечить финансирование и коммерческую привлекательность решений, от которых зависит бесперебойность газоснабжения – системы ПХГ, резервирования добычи и т. д. А у потребителя вообще нет никаких стимулов оптимизировать своё потребление. При этом неравномерность поставок, особенно у ПАО «Газпром», достаточно высокая (рис. 2).

Одним из главных вызовов для газовой отрасли сегодня стала налоговая нагрузка. Для ПАО «Газпром» сохранение повышенных сборов до 2025 г. будет означать резкий рост долговых обязательств и отказ от многих инвестиционных планов. Становится не понятно, из каких средств будут оплачиваться поставленные государством задачи – газификация, развитие ГТС на востоке страны, реализация программ импортозамещения, переориентации поставок и т. д. В то время как отрасль

теряет европейский рынок, и необходимы огромные инвестиции в перенаправление поставок, рост налоговой нагрузки становится для неё серьезным ударом.

В стране создан рынок, с которого большинство производителей стремятся сбежать, понимая проблемы внутри и возможности снаружи. Чтобы обеспечить устойчивое функционирование газовой отрасли и создать потенциал для дальнейшего развития, необходимо принятие решений по корректировке энергополитики. И временных возможностей для раскочки больше нет.

Направления корректировки энергополитики

Переход на новый этап развития газовой отрасли требует корректировки энергетической политики сразу по нескольким направлениям.

Трансформация налоговой политики. Одна из главных проблем отрасли – оторванность налоговой политики от реалий рынка и рассогласованность решений в области ценообразования и налогообложения. Плюсом применяемой системы можно назвать учет в НДС параметров сложности месторождений, что позволяет гибко формировать льготы для разрабатываемой ресурсной базы и избавляет от необходимости обсуждать отдельно условия реализации каждого проекта. Минус – совершенно расходящиеся с экспортной и внутренней доходностью налоговые сборы из-за постоянно пересматриваемых повышающих коэффициентов (уже ставший традиционным меняющийся Кгп, введенный в 2022 г. повышенные сборы до 2025 г.) и особых условий для газа, на-

Важно определиться с самой схемой налогообложения, а потом под неё выстроить правильную конфигурацию из доступных инструментов: НДС, экспортная пошлина, акцизы, налог на прибыль



Газопровод «Ямал – Европа»
Источник: «Газпром»

правляемого на производство СПГ. В результате нарушаются базовые принципы рентного налогообложения в части учета интересов государства и создания верных долгосрочных стимулов для бизнеса.

Для экспортеров СПГ, не входящих в группу «Газпром», на 2023–2025 гг. принято решение изымать сверхдоходы от экспорта СПГ через повышение ставки налога на прибыль (ввиду отсутствия платежей по непосредственно рентному налогу – НДС). Но практика распределения ресурсной ренты через налог на прибыль несет в себе скрытые риски – в случае появления в сегменте СПГ компаний с низкой социальной ответственностью, которые будут нацелены только на максимизацию прибыли, нельзя исключать попыток создать «промежуточные» точки прибыли за рубежом с минимизацией доходности и налоговых выплат на территории России.

Для устранения существующих дисбалансов целесообразно адаптировать налоговую политику к современным реалиям, для чего:

1. Установить базовый уровень НДС, отражающий сборы при поставках на внутренний рынок. При этом его размер и последующие изменения должны быть синхронизированы с ценовой политикой – если планируются высокие налоговые изъятия, то придется устанавливать соответствующие им сниженные цены,

а если есть желание удерживать льготные цены, то не может быть и высоких налогов.

2. Налоговые сборы с экспортных поставок должны определяться по формульному принципу и коррелировать с доходностью экспорта с ориентиром на реальные цены продаж. Если доходность на экспорте выше внутренней, то должно быть понятное прописанное правило разделения дополнительной маржи между государством и экспортером. Если же на внешних рынках, с учетом затрат на транспортировку и таможенных платежей, доходность оказывается ниже внутренней, то и сборы для этих объемов должны снижаться.

Важно определиться с самой схемой налогообложения, а потом под неё выстроить правильную конфигурацию из доступных инструментов: НДС, экспортная пошлина, акцизы, налог на прибыль. Практика установления разноразовного НДС в зависимости от доли экспортных поставок уже отработана в налоговом кодексе.

Построение предсказуемой и справедливой в части разделения рисков и прибыли системы налогообложения избавит регуляторов и законодателей от необходимости в ручном режиме фактически ежегодно переписывать налоговый кодекс и тратить огромное количество сил на проведение совещаний. Это также создаст предсказуемые условия работы для бизнеса.

Компрессорная станция «Минская»
газопровода «Ямал – Европа»
Источник: gazprom.ru



Конкуренция в российской газовой отрасли на практике отсутствует. Для производителей нет никаких стимулов оптимизировать свою деятельность и предлагать лучшие условия для потребителей

Но, учитывая уже установленную налоговую нагрузку, газовая отрасль до согласования новых механизмов налоговых изъятий может не дожить. Поэтому первоочередной задачей является приведение к объективным реалиям действующего налогового кодекса в части повышенных изъятий до 2025 г., которые были установлены исходя из существенно более высоких ориентиров по объемам и ценам экспорта.

Запуск реальной конкуренции в отрасли. По состоянию на 2023 г. конкуренция в российской газовой отрасли на практике отсутствует. Независимые производители или продают газ «на скважине», не видя смысла в работе с конечными потребителями, или заключают контракты с наиболее привлекательными из них (для этого достаточно предложить небольшой дисконт к регулируемой цене), исходя из доходности, которая определяется точкой поставок, объемами и графиком потребления. Практически исчезла и допустимая разница между максимальным и минимальным уровнем оптовых цен на газ для продаж ПАО «Газпром», которая с 29% в 2009 г. снизилась до 2% к 2023 г.

В результате для производителей нет никаких стимулов оптимизировать свою деятельность и предлагать лучшие условия для потребителей – выручка от этого фактически не зависит. Аналогично и потребителю нет экономического смысла выравнивать режимы отбора, снижать нагрузку в пиковые часы и т. д. Но главное для всех – нет прозрачного индикатора цены, а регулирование по принципу «инфляция минус» с отставанием от роста затрат приведет рано или поздно к необходимости чувствительных решений по скачкообразному подъему цен.

Стоит отдать должное руководству АО «СПбМТСБ», которое при поддержке ФАС смогло за достаточно короткие сроки запустить торговлю газом на достаточно высоком организационном уровне. Но, несмотря на это, биржевая торговля пока объективный индикатор рынка показывать не в состоянии. В 2022 г. продажи газа на биржевых торгах составили 5,7 млрд м³ (менее 1,2% от всего потребления в стране), сократившись с максимального уровня в 2017 г. в 3,5 раза. Число активных участников торгов также сократилось с 86 в 2018 г. до 48 в 2022 г. При этом само наличие регулируемой цены предопределяет ориентир для краткосрочной



«Ямал СПГ»
Источник: «НОВАТЭК»

торговли. А главное – ни у потребителей, ни у производителей почти нет интереса идти на биржу. Потребители имеют гарантированную государством цену и покупки дороже их не интересуют. Независимые производители могут выбрать привлекательного потребителя и заключить с ним контракт напрямую с понятным отбором на перспективу. ПАО «Газпром» продавать дешевле регулируемой цены не выгодно, когда все потребители, кто не заключил контракт с НППГ, и так придут к крупнейшему поставщику. В результате к бирже появляется только кратковременный интерес у потребителей – которые по какой-то причине не смогли законтрактоваться, независимых производителей – если еще

не заключены контракты на новые объемы, или отбор оказался ниже планов, и у ПАО «Газпром» – чаще, если есть потребность осуществить продажи внутри группы без учета регулируемой цены. Таким образом, АО «СПбМТСБ» предоставляет хорошие возможности для торговли газом в России, но эта опция – для конкурентного рынка, а его в стране нет. Предложения по принудительным продажам всех производителей на бирже не решат проблем конкуренции, а только создадут новые, из-за нескольких причин:

- у части производителей другая модель бизнеса, они не работают с конечными потребителями;
- у некоторых поставщиков почти все объемы законтрактованы и требования по продажам на торгах вступят в противоречие с договорами;
- резервирование объемов под биржевые торги, в случае не выборки, приведет к простоям месторождений;
- если производителей заставят поставлять, то кто потребителей заставит покупать? Они просто не будут брать по ценам выше регулируемых. А цены ниже – это фактически новая искусственно созданная цена, не представляющая интерес для продавца. В результате регулируемая цена всё равно будет единственным ориентиром.

Очевидно, что биржевая торговля не должна быть основана на принуждении, она должна стать удобным инструментом, помогающим продавцу и покупателю найти друг друга. Но это будет возможно только когда в стране будут созданы нормальные рыночные условия. А до этого момента биржа будет хорошей, но малоиспользуемой опцией. При этом пока можно продолжить отрабатывать на площадке новые решения и инструменты, которые в полной мере станут востребованы позже.

Для построения полноценного рынка необходимо дерегулирование цен, которое лучше проводить поэтапно, начиная с тех сегментов, где уже созданы условия для конкуренции. Выделить это сегменты не сложно: в них доля независимых производителей уже больше 50% (это крупная промышленность), к ним относятся регионы вблизи мест добычи и центральной части ЕСГ. По мере дерегулирования конкуренция будет смещаться в следующие



Пуровский ЗПК «НОВАТЭК»
Источник: aospgr.ru

сегменты, которые и должны быть включены в очередной этап реформирования цен.

Дерегулирование цен будет полезно для всех участников рынка. ПАО «Газпром» получит возможность работать с более привлекательными потребителями. Для независимых производителей газа по мере выведения цен на рыночный уровень и исчезновения «перекресток» расширится география экономически рентабельных продаж. Потребители в одних случаях смогут получить более комфортные ценовые предложения, а в других – обосновать инвестиции в модернизацию. Но главный плюс будет у государства. Оно получит прозрачный индикатор цены и снимет с себя необходимость регулирования, которое сейчас осуществляется без учета реальной ситуации в отрасли – используемый подход «инфляция минус» никак не учитывает динамику затрат в освоение новых месторождений, налоговую нагрузку и др. факторы. Параллельно в энергетике появятся реальные стимулы для развития межтопливной конкуренции.

Адаптация регулируемого ценообразования к реалиям рынка. Конкурентное ценообразование – правильный рыночный ориентир. Но до него ещё нужно дойти, и на этом пути рядом с ним будет идти регулируемая цена, как минимум для некоторых категорий потребителей. В регулируемых ценах 2023 г. есть несколько проблем:

- недостаточный уровень цен для обеспечения приемлемой окупаемости поставок, что хорошо видно на примере ПАО «НОВАТЭК» и особенно ПАО «Газпром» – в большинстве регионов поставки или убыточные, или низкодогодные;
- перекрестное субсидирование между регионами и категориями потребителей;
- отсутствие сезонной составляющей, что делает по определению убыточной систему ПХГ и резервирования добычи, которые критически необходимы для обеспечения устойчивости энергоснабжения в зимний период.

Может ли и дальше регулируемое ценообразование быть ниже себестоимости, и цены на газ увеличиваться медленнее инфляции? Да, это возможно. Но для этого нужно, во-первых, сдерживать налоговую нагрузку. Фактически государство должно отказаться от бюджетных поступлений в пользу низких цен. Во-вторых, придется сформировать обязательные требования по поставкам на внутренний рынок для компаний, у которых есть источники для перекрестного субсидирования. В результате все, кто не работает на экспорте, постепенно прекратят деятельность на внутреннем рынке, а для экспортеров придется сформировать систему разрешений, которая будет увязана с обязательствами по поставкам в России. Но этот путь не является оптимальным – государство лишится значительной части прямых доходов, потребители на низких ценах забудут такие слова как «энергоэффективность» и «модернизация», а отрасль и компании будут работать в условиях постоянных перекосов из-за волатильности внешних цен и перепадов объемов поставок.

В 2022 г. продажи газа на биржевых торгах составили 5,7 млрд м³, то есть менее 1,2% от всего потребления в стране, сократившись с максимального уровня в 2017 г. в 3,5 раза

Необходимо устранение перекрестного субсидирования и включение в цены сезонной составляющей. Это создаст стимулы для обеспечения неравномерности поставок при пиках роста и падения спроса

Очевидно, что рациональное решение в регулировании ценообразования – это ориентир на обоснованные затраты, рассчитать которые не сложно – налоговая нагрузка известна, затраты компаний по сегментам есть в отчетности, а на транспорт – устанавливаются самим регулятором. В перспективе же хорошим ориентиром для регулируемых категорий будут также становиться дерегулируемые сегменты.

Правильным решением будет устранение всех видов перекрестного субсидирования в ценах и постепенное включение в них сезонной составляющей. Это позволит не только создать стимулы для обеспечения неравномерности поставок, но и подготовить потребителя к переходу на рыночное ценообразование, в котором неизбежно проявит себя сезонный фактор.

При необходимости поддержки отдельных социальных слоев разумным будет использование механизмов адресной компенсации, как это делается в транспортной отрасли, ЖКХ, или электроэнергетике.

Стимулирование межтопливной конкуренции. Искусственно сдерживаемые цены на газ вместе с перекрестным субсидированием искажают условия реальной межтопливной конкуренции. В результате складывается парадоксальная ситуация – газовые компании вынуждены газ поставлять на большие расстояния себе в убыток, в то время как местные источники энергии (солнечная энергетика на юге и т. д.) не могут войти в зону конкурентоспособности. В нескольких регионах заявляется о необходимости снабжения многих населенных пунктов малым СПГ без роста цен, но как это будет делаться, если его себестоимость в десяток раз выше ра-

нее потребляемого угля и средней цены трубопроводного газа в стране? Новые «перекрестки» явно не пойдут на пользу экономике, лучше выходить на прозрачные обоснованные цены, и главным фактором выбора источника энергии должна быть межтопливная конкуренция с учетом обоснованных преимуществ отдельных топлив (экологичность и пр.).

Трансформация экспортной политики. Естественная динамика развития рынков и геополитические условия предопределили выход на новый этап экспортной газовой политики России, в котором целесообразно опираться на следующие приоритеты:

1. **Построение новой транспортной инфраструктуры для поставок на Восток.** Ресурсная база, приближенная к новым рынкам сбыта, ограничена и необходима, в том числе, для развития восточных регионов страны. Поэтому для расширения экспорта необходимо задействовать арктические ресурсы. Учитывая высокую капиталоемкость новых проектов поставок и большое плечо транспортировки, важным условием для успешной реализации проектов будет способность продавать газ по ценам, близким к мировым, и наличие государственной поддержки, особенно на начальных этапах запуска.

Сельский газопровод
Источник: gprgkrov.ru



2. **Согласование планов по обеспечению газом внутреннего рынка и решений по реализации экспортных проектов.** Это позволит как избежать дефицитов газа на перспективу, так и получать кумулятивные эффекты, когда одновременно с экспортными задачами решаются проблемы развития внутреннего газоснабжения.
3. **Сохранение инфраструктурных возможностей для поставок в Европу** в среднесрочной перспективе с принятием дальнейших решений после прохождения горячего этапа геополитической напряженности. Для европейских потребителей российский газ – самое привлекательное топливо, если смотреть на затраты и возможности по гибкости снабжения. А для российского экспорта европейский рынок – самый привлекательный из-за территориальной близости, имеющей инфраструктуру и платежеспособного спроса.
4. **Развитие экспорта СПГ с созданием стимулирующих механизмов для освоения новых территориально удаленных рынков.** На коротких расстояниях, где можно «дотянуться трубой», по затратам выгоднее поставлять трубопроводный газ. Существенно выше от него и налоговые платежи (НДПИ, экспортная пошлина и т. д.). Поэтому для государства представляет интерес поддержка трубопроводного экспорта. Но СПГ открывает возможность выйти на новые рынки и дополнительно зарабатывать там. В этих условиях целесообразно запустить государственные механизмы стимулирования и поддержки поставок на удаленные рынки. Это могут быть, в частности, решения по грантам или государственному софинансированию проектов, которые будут обеспечивать импорт российского СПГ в третьих странах (регазификационные терминалы, газовые электростанции, объекты инфраструктуры), при условии, что заключаются контракты на поставку российского газа, а доля российских подрядчиков в строительстве сопутствующей инфраструктуры достигает не менее 50%.

Такие решения одновременно будут способствовать расширению мирового потребления газа и, при правильном подходе, могут стать частью комплексной государственной политической стратегии по работе с развивающимися странами.

5. **Выстраивание экономически эффективной стратегии при работе на рынках Центральной Азии.** Для государств Центральной Азии есть выбор: потребление газа внутри региона или его поставка в Китай. Таким образом, в перспективной региональной межгосударственной торговле цена китайских контрактов



Газопровод «Ямал – Европа»
Источник: Esaul / photofeast.ru

будет одним из ключевых индикаторов. При ценах несколько ниже даже нетто-импортерам будет выгоднее закупить газ у других стран для внутреннего потребления, а собственный отправить на экспорт. Это нужно учитывать при обсуждении условий поставок. Из-за беспошлинного режима торговли в ЕАЭС, для российского бизнеса могут представлять интерес договоренности по сбыту газа в соседние страны и наращиванию из них экспорта в Китай. В случае справедливого разделения прибыли отсутствие экспортной пошлины компенсирует большие расстояния транспортировки. Но в долгосроч-



Врезка в центральный газопровод для подключения жилого дома

Источник: stroychik.ru

ной перспективе Россия должна быть заинтересована выстраивать экспортные маршруты напрямую, что позволит не только увеличить прямые бюджетные поступления, но и на своей территории получать все мультипликативные эффекты. Для этого, учитывая сложность новых проектов, целесообразно предоставить им господдержку, например, дать временное освобождение от экспортной пошлины.

6. **Кооперация с иностранными партнерами для обеспечения гибкости на мировом рынке.** Для многих европейских партнеров ранее рос-

Для государств Средней Азии есть альтернатива в виде поставок в Китай. Таким образом, в перспективной межгосударственной торговле газом цена китайских контрактов будет ключевым индикатором

сийский газ был основой поставок, поэтому для успешной работы с ними достаточно было понимать динамику потребления и договориться по ценовым условиям. В перспективе ситуация на глобальном рынке будет сильнее влиять на российский экспорт. При этом для российских поставок СПГ, особенно в ближайшее десятилетие, транспортное плечо в АТР во многом будет зависеть от погодных условий в зоне СМП. У стран Ближнего Востока есть хорошие возможности по переориентации поставок между восточным и западным направлениями, но не всегда есть для этого контрактная целесообразность. Стратегическое партнерство между производителями России и некоторых других стран позволило бы оптимизировать логику экспорта и выбирать оптимальную конфигурацию выполнения портфельных обязательств, в зависимости от погодных условий и региональных перепадов спроса. Дополнительно это дало бы больше возможностей для продаж на краткосрочном рынке за счет повышения гибкости реакции на динамику потребления.

Либерализация экспорта СПГ возможна только при соблюдении простого правила – равнодоходности экспортных и внутренних поставок, иначе есть риск дефицита газа на внутреннем рынке

15 лет. Но это именно тот срок, который нужен для запуска новых проектов (проведение геологоразведки, принятие инвестиционных решений, освоение месторождений, строительство завода СПГ, или трубопроводной инфраструктуры). Но непосредственный период работы проектов и реализации газа находится за периодом стратегического планирования. Следовательно, востребованность этих проектов в документе нельзя оценить. Еще одна проблема связана с тем, что во многих регионах страны 15-летний горизонт поставок хорошо просматривается. Но за его пределами есть риски нехватки газа для обеспечения и вну-

Необходимо учитывать еще один важный системообразующий фактор при построении модели рынка. Сейчас идет множество разговоров о либерализации экспорта газа. Неизбежно такие решения приведут к росту конкуренции российских поставщиков на внешних рынках и некоторому снижению цен, но главное даже не это. Есть простое правило – открытие границ возможно только в условия равнодоходности экспортных и внутренних поставок. Иначе все компании бросятся зарабатывать за границей, а внутренний рынок останется пустым. И это нужно четко понимать – или мы строим открытые прозрачные равнодоходные рынки, или, если к этому не готовы, нам придется после попыток либерализации принимать жесткие решения по закрытию границ. Примеры этого мы уже видим в нефтяном сегменте, когда при любом перекосе доходности на внутреннем рынке образуется нехватка предложения.

Пересмотр подходов к стратегическому планированию. Основным документом отраслевого стратегического планирования является генеральная схема развития газовой отрасли, которая делается во временных рамках Энергетической стратегии. Утвержденная в 2020 г., Энергостратегия имела прогнозный горизонт

Газопровод в д. Чапаевка Одинцовского округа Московской области

Источник: odin.ru



В ядро новой модели газовой отрасли целесообразно заложить самокупаемость внутреннего рынка, построенного на принципах свободного ценообразования без перекрестного субсидирования

тренних поставок и экспортных проектов, если не синхронизировать их ввод, не резервировать часть газа под устойчивое доступное обеспечение внутреннего рынка и не предусмотреть своевременное развитие инфраструктуры и создание ресурсных возможностей для переброски газа между системами газоснабжения. Есть и третья проблема – в условиях неустойчивости внешних рынков и перепадов в экономике кратко- и среднесрочные балансы могут быстро устареть, и их уже некорректно использовать ни для бюджетного планирования, ни для формирования производственных ориентиров.

Пуровский ЗПК «НОВАТЭК» в Тарко-Сале



Источник: trip-for-the-soul.ru

В результате выпускаемый документ не имеет большого практического значения, а, учитывая закрытый режим, многие отраслевые игроки и широкая общественность с ним вообще не знакомы.

Для устранения всех этих недостатков целесообразно пересмотреть подходы к стратегическому планированию, и хорошим решением может быть переход к формированию нескольких документов с разными задачами и режимами обновления:

1. Ежегодно обновляемый прогнозный баланс газовой отрасли с горизонтом 10 лет. Этот документ необходим будет для целей бюджетного планирования и среднесрочной синхронизации добычи и поставок. Он будет содержать только цифровые данные и фактически делаться в рабочем режиме.
2. Генеральная схема развития газовой отрасли (на 15–20 лет) в соответствии с временным горизонтом других документов стратегического планирования, синхронизированная с ними. Задача этого документа – определение необходимых изменений в регулировании и первоочередных планов по развитию инфраструктуры, ресурсной базы и т. д. Факти-

чески, это руководство к действиям в ближайшие годы. Обновление необходимо не реже 1 раза в 5 лет.

3. Долгосрочная стратегия развития газовой отрасли с обновлением раз в 10 лет, или чаще, в случае серьезных изменениях рыночной ситуации. В рамках этого документа должно определяться место российской газовой отрасли в мировой и российской энергетике на долгосрочном горизонте около 30 лет. Это позволит сформировать приоритеты геологоразведки, выявить необходимую синхронность ввода мощностей и региональные потребности резервирования внутреннего потребления, востребованность и целесообразную геологическую локацию новых производств СПГ с учетом возможностей обеспечения устойчивой загрузки и окупаемости, направления развития крупномасштабной трубопроводной инфраструктуры (какие регионы и когда целесообразно соединять инфраструктурно). Одновременно этот документ послужит хорошим ориентиром для направлений НТП. Следует отметить, что именно отсутствие долгосрочных планов и видения по расширению производства СПГ стало одной из главных причин отсутствия к 2023 г. отрабо-

танных отечественных технологий по сжижению газа. Каждый раз, когда вставал вопрос о разработке таких решений, оказывалось, что под рассматриваемые проекты уже понятен зарубежный поставщик оборудования, а другие проекты пока всерьез не оценивались. Соответственно было не понятно: как окупать дорогостоящие НИОКР и кто за это должен платить? А если бы было видение по развитию отрасли на большом горизонте и грамотный подход по государственно-частной поддержке новых разработок, то ситуация бы сегодня была другая. Это касается не только СПГ, но и, например, газохимии и газопереработки.

В основе газовой экспортной политики должна быть гибкая адаптируемая стратегия по завоеванию рынков с обязательным пониманием меняющейся конъюнктуры и эффектов для государства



Проект «Сахалин-2»

Источник: «Газпром»

Переход от газификации к задачам по устойчивому доступному энергоснабжению. Газификация страны, которая проводится на протяжении многих десятилетий и в последнее время получила дополнительные стимулы и ориентиры, благоприятно сказалась на доступности газа, развитии регионов, экологической ситуации. Но, важно понимать, что газификация как таковая не должна быть долгосрочной самоцелью, на которой концентрируются основные усилия. Более того, получается,

устойчивого доступного энергоснабжения» и тогда в одних случаях оптимальным выбором будет газ, в других – электричество. Где-то интерес могут представлять решения в области ВИЭ и атома, не нужно забывать и про «чистый» уголь, где применение таких технологий обосновано.

Технологические прорывы. Распространено мнение, что экономика России сидит на нефтяной игле. И в этом есть своя правда. Но есть и другая игла, на которую села экономика и энергетика – импортные



СПГ-завод проекта Сахалин-2

Источник: gazprom.ru

что программы реновации городов, которые осуществляются и планируется реализовывать в стране, идут в противовес достижению целей по газификации, т. к. вместо домов, подключенных к газу, строятся новые – без газовых плит, с другими системами отопления и т. д. Соответственно уровень газификации для этой части населения, согласно применяемой методике расчета, будет снижаться. Но что в этом плохого и нужна ли при современном уровне развития технологий газовая труба к каждому дому, тем более что такие трубы для отдаленных населенных пунктов с малым количеством населения будут почти золотые? Очевидно, что цель должна трансформироваться в «обеспечение

технологии. Куда проще по многим направлениям было закупить оборудование, транспортные средства, заказать услуги за рубежом, чем создавать собственные компетенции. И основная проблема тут даже не в энергобезопасности и зависимости от зарубежных партнеров, а в том, что мы остались без собственных высокотехнологичных производств, которые не только способны дать существенный вклад в ВВП и создать заказы для других отраслей, но и могли бы сконцентрировать вокруг себя толковых инженеров, разработчиков, программистов. В результате многие из этих потенциальных специалистов или пошли на менее квалифицированную работу, или уехали за рубеж – туда, где

были возможности реализовать свой интеллектуальный потенциал. Одновременно не востребовано оказалось развитие части научных и образовательных направлений.

В газовой отрасли по ключевым технологиям для снабжения внутреннего рынка, связанным с добычей и трубопроводной транспортировкой, импортозависимость небольшая. Но в сегментах СПГ, газопереработки, газохимии, танкерной перевозки, есть заметное отставание от возможностей западных стран.

Хочется надеяться, что появившиеся ограничения по сотрудничеству позволят стимулировать разработку собственных технологий, запуск соответствующих производств и подготовку специалистов. Но для этого одних усилий компаний не достаточно, нужна государственная политика поддержки этих направлений, включая софинансирование решений на начальных стадиях разработок и ориентиры для вузов.

Интеграция в единую систему ГТС. Реализация нескольких проектов за пределами ЕСГ позволила создать участки обособленной газовой инфраструктуры от Иркутской области до Благовещенска и от юга Сахалина до Владивостока. Запуск проекта «Сила Сибири 2» даст возможность соединить Тюменскую область, Томскую область, Красноярский край, Иркутскую область и Республику Бурятия. Для полного объединения ЕСГ с Владивостоком будет не хватать трубопроводных участков протяженностью менее 1 тыс. км. Учитывая общую длину созданной в стране ГТС 179 тыс. км, строительство еще 1 тыс. км явно не является серьезным препятствием. Но и это решение должно быть обоснованным и иметь источники финансирования. В отличие от зоны ЕСГ, региональные балансы в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке сильно зависят от добычи на конкретных месторождениях, успехов дальнейшей геологоразведки и появления новых крупных потребителей. Причем в отдельных сценариях на горизонте уже 15 лет возможно образование локальных дефицитов газа. Соединение ГТС в единую сеть позволило бы обеспечить взаимную страховку региональных балансов, более оптимальные режимы разработки запасов и газифицировать населенные пункты вблизи трасс газопровода. Одновременно это повысило бы гибкость при организации экспорта.

Переходный период может как стать основой для нового этапа развития, так и печальным финалом прошлых достижений. И каким он будет – зависит от своевременности регуляторных изменений

Таким образом, мы приближаемся к тому этапу развития отрасли, когда создание единой ГТС от Калининграда до Владивостока и Южно-Сахалинска может стать вполне реальным.

Заключение

Очевидно, что прежняя модель газовой отрасли больше работать не сможет, нам необходимо выстроить новую модель со взвешенным учетом интересов всех участников рынка. В ядро этой модели целесообразно заложить самоокупаемость внутреннего рынка, построенного на принципах свободного ценообразования и отсутствия перекрестного субсидирования любого вида. В основе экспортной политики должны быть не сухие объемные показатели и задачи строительства новых мощностей для их достижения, а гибкая адаптируемая стратегия по завоеванию рынков с обязательным пониманием меняющейся конъюнктуры и эффектов для государства. Пересмотра требуют подходы к налогообложению – пора уже сделать справедливое и предсказуемое распределение нагрузки в увязке с реальной доходностью деятельности компаний на внутреннем и внешних рынках.

Переходный период в зависимости от принимаемых решений может как стать основой для нового этапа развития, так и печальным финалом периода прошлых достижений. И каким он будет – зависит от своевременности и качества регуляторных изменений. При этом сегодня есть все возможности для формирования устойчивых условий развития с балансированием интересов государства, ПАО «Газпром», независимых производителей и потребителей.



Газопровод «Северный поток – 2»

Источник: [osnmedia.ru / profile.ru](https://osnmedia.ru/profile.ru)

УДК 620.9

DOI 10.46920/2409-5516_2023_11190_42

EDN: PKWVDQ

Перспективы экспорта российского газа

Prospects for Russian gas exports

Алексей БЕЛОГОРЬЕВ
Директор по исследованиям Фонда
«Институт энергетики и финансов»
E-mail: a_belogorev@fief.ru

Alexey BELOGORYEV
Director of Research,
Institute for Energy and Finance
E-mail: a_belogorev@fief.ru

Газопровод «Сила Сибири»

Источник: «Газпром»



Аннотация. В статье анализируются текущие проблемы, тенденции и перспективы экспорта российского трубопроводного и сжиженного газа и роль экспорта в общей стратегии развития российской газовой отрасли с учетом новых условий, сложившихся в 2022–2023 гг.
Ключевые слова: природный газ, СПГ, рынок газа, экспорт природного газа.

Abstract. The article analyzes the current problems, trends and prospects for the export of Russian pipeline and liquefied natural gas and the role of exports in the Russian gas industry overall development strategy, taking into account the new conditions prevailing in 2022–2023.
Keywords: natural gas, LNG, gas market, export of natural gas.



Учитывая прогнозный баланс газа на рынке ЕС, возможность отказа от импорта российского СПГ появится у стран ЕС в 2025–2026 гг.



Взрыв на газопроводе «Северный поток»
Источник: russian.cgtn.com

Несмотря на драматическое снижение в 2022–2023 гг. поставок на европейский рынок и санкционные ограничения, российский природный газ остается востребованным в мире и сохраняет потенциал для восстановления экспорта в долгосрочной перспективе. Однако это будет не простой и не быстрый путь, и роль экспорта газа в общей стратегии развития российской газовой отрасли потребует, очевидно, глубокого переосмысления [1].

Вопросы об общей динамике и факторах возможного роста или, напротив, снижения спроса на внутреннем газовом рынке остаются весьма дискуссионными и открытыми для столкновения разных концепций и интерпретаций [2]. В отношении экспорта газа долгосрочные перспективы (условный инерционно-базовый сценарий) выглядят более предсказуемо, а диапазон оценок (широкое сценарное поле) определяется убежденностью тех или иных экспертов в реализуемости и сроках строи-

тельства трех-четырёх конкретных инфраструктурных проектов (преимущественно новых СПГ-заводов и газопровода «Сила Сибири – 2»). При этом принципиальным вопросом являются не только объёмные значения экспорта и его структура, но также и доходность будущих поставок с точки зрения газовых компаний и государственного бюджета.

ЕС и балканские страны

К осени 2023 г. даже оптимистам стало очевидно, что в 2022 г. произошло **необратимое** падение экспорта российского трубопроводного газа в страны ЕС. Суммарный экспорт сократился, по данным Евростата, со 141 млрд м³ в 2021 г. до 59 млрд м³ в 2022 г. В 2023–2024 гг. объём поставок дополнительно снизится: по нашей оценке, до 21–22 млрд м³ в год.

За первые девять месяцев 2023 г. суммарный экспорт российского трубо-

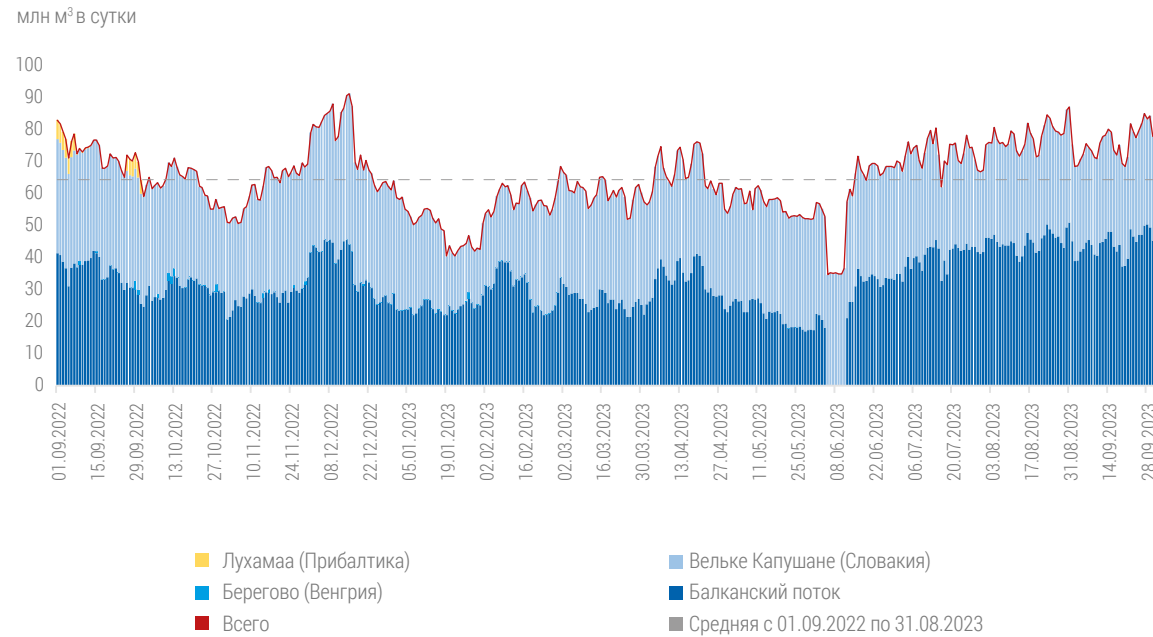


Рис. 1. Поставки российского трубопроводного газа в Европу (без учета Турции и Молдавии) по точкам входа в ГТС стран ЕС, сентябрь 2022 г. – сентябрь 2023 г.

Источник: ИЭФ
по данным ENTSOG

Все текущие трубопроводные поставки российского газа в ЕС и балканские страны распределяются почти пропорционально всего по двум направлениям: украинский транзит и «Турецкий поток»

проводного газа в страны ЕС (в основном, в Венгрию, Словакию, Австрию, Румынию и Грецию) и бывшей Югославии (Сербию, Северную Македонию и Боснию и Герцеговину), по данным ENTSOG [3], составил 17 млрд м³, в т. ч. в страны ЕС оценочно 15 млрд м³. В среднем за год, прошедший с момента полной остановки газопровода «Северный поток» (с 1 сентября 2022 г. по 31 августа 2023 г.) среднесуточные поставки газа в указанные страны снизились до 62,9 млн м³, в т. ч. в ЕС – до 55 млн м³. Впрочем, начиная с середины июня 2023 г., поставки устойчиво превышают этот уровень. Так, в сентябре 2023 г. они составля-

ли 74,2 млн м³, в т. ч. в ЕС – около 69 млн м³ в сутки (рис. 1).

Все текущие трубопроводные поставки российского газа в ЕС и балканские страны распределяются почти пропорционально всего по двум направлениям: украинский транзит (газопроводы «Уренгой – Помары – Ужгород» и «Прогресс») и турецкий («Турецкий поток» и его продолжение в виде «Балканского потока»). В январе-сентябре 2023 г. 49,7% поставок пришлось, по данным ENTSOG, на украинско-словацкую границу и 50,3% – на турецко-болгарскую. Через Украину продолжается снабжение, прежде всего, Словакии и Австрии, через Турцию – Венгрии, Румынии, Греции и балканских стран, не входящих в ЕС. Венгрия – единственная страна, которая продолжает получать газ по обоим маршрутам (из Сербии и из Австрии). Часть газа, транспортируемого в Словакию, по всей видимости, продолжает оседать в Украине в виде т. н. виртуального реверса.

При сохранении текущих отношений России и ЕС (инерционный сценарий) трубопроводный экспорт газа из России в указанные страны, по нашей оценке, продолжит сжиматься. К 2027–2030 гг. от российского газа полностью откажутся Австрия, Греция, Словения, Италия и, воз-

можно, Румыния. За счет диверсификации источников поставок (прежде всего, азербайджанского газа, поступающего транзитом через Грецию и Болгарию) сократится спрос на российский газ в Венгрии, Словакии и Сербии. Общие поставки в страны ЕС и бывшей Югославии по долгосрочным контрактам снизятся, таким образом, оценочно до 10–12 млрд м³ в год, т. е. еще вдвое к уровню 2023 г.

Поставки по спотовым и краткосрочным контрактам могли бы теоретически поддержать совокупный экспорт и даже превысить объемы, закупаемые по долгосрочным договорам. Однако их подписание, вероятно, будет блокироваться политическими решениями на государственном и корпоративном уровнях.

Рост поставок российского трубопроводного газа в Европу, на наш взгляд, возможен только в сценарии общей нормализации политических и экономических отношений между Россией и ЕС. Данный сценарий чувствителен к тому, как скоро такая нормализация начнется: чем раньше это произойдет, тем большим можем быть «восстановительный» рост спроса. Это связано с тем, как далеко успеют зайти процессы замещения российского газа с точки зрения изменения общего структурного спроса на газ и заключения долгосрочных контрактов на поставки СПГ с США, Катаром и другими странами (европейские компании пока продолжа-

Газопровод «Уренгой – Помары – Ужгород»
Источник: Екатерина Вадимова / telegra.ph



За год, прошедший с момента остановки газопровода «Северный поток», среднесуточные поставки газа в страны ЕС и бывшей Югославии снизились до 62,9 млн м³, в т. ч. в ЕС – до 55 млн м³

ют уклоняться от новых долгосрочных обязательств). В зависимости от данного фактора, к 2030 г. возможный объем российского трубопроводного экспорта в страны ЕС и бывшей Югославии составит, вероятнее всего, 30–60 млрд м³ в год, включая спотовые и краткосрочные поставки. По сравнению с инерционным сценарием основной прирост экспорта могут обеспечить частичное восстановление поставок в Германию, Чехию и Италию, а также их сохранение в Австрию. Данный сценарий предполагает сохранение украинского транзита газа и возможное частичное возобновление работы газопровода «Ямал – Европа» без острой необходимости в восстановлении взорванных «Северных потоков 1 и 2».

Отношения с ЕС – не единственный фактор, влияющий на перспективные объемы российского экспорта. Не менее значима ценовая конкурентоспособность российских поставок по сравнению с альтернативными (спотовыми ценами в Австрии и Германии) и глубина и темпы низкоуглеродной трансформации европейской электроэнергетики, промышленности и коммунально-бытового сектора.

Последний фактор создает особую неопределенность. Консервативные сценарии, опубликованные в 2022–2023 гг., предусматривают либо восстановительный рост спроса в ЕС в 2030 г. к уровню 2022 г. (356,4 млрд м³, по Евростату) до 390–400 млрд м³ (до +12,5% за период), либо умеренное сокращение в пределах 330–340 млрд м³ (до -7,5%), что само по себе создает большой разброс значений. Однако низкоуглеродные сценарии намного радикальнее: спрос в них падает к 2030 г. до 230–240 млрд м³ (до -35,5% к 2022 г.). Во всех случаях, помимо при-

Отношения с Европой – не единственный фактор, влияющий на перспективы российского экспорта газа, важна его конкурентоспособность и глубина низкоуглеродной трансформации энергетики ЕС

родного (ископаемого) газа, учитывается также биогаз, т. е. потребление традиционного газа будет еще ниже. Низкоуглеродные сценарии нельзя назвать совсем оторванными от реальности, поскольку они, в целом, исходят из ранее принятых политических решений ЕС (Европейского закона о климате, REPowerEU и др.) и масштабирования преимущественно уже используемых технологий (ВИЭ, тепловых насосов, теплоизоляции зданий, электрификации промышленных процессов и пр.).

Наиболее дискуссионная часть низкоуглеродных прогнозов связана с водородом, однако существуют сценарии (в частности, «Путь отказа ЕС от газа» Agora Energiewende, май 2023 г.), в которых роль водорода к 2030 г. всё еще относительно невелика, а потребление газа всё равно удастся резко снизить.

Хотя низкоуглеродные сценарии пока еще рано рассматривать в качестве базовых, возможность даже частичной их реализации существенно уменьшает потенциальный восстановительный рост спроса на российский газ.

Турция

Начиная с 2022 г., Турция стала крупнейшим покупателем российского газа в Европе (21,6 млрд м³, по данным ЕРДК) и именно с ней связываются надежды на стабилизацию и, возможно, даже рост текущих поставок в западном направлении. Однако в действительности Турция – один из ключевых факторов неопределенности в долгосрочной структуре российского экспорта. Так, в январе-июле 2023 г. турецкий импорт из России сократился на 24,2% г/г до 10,7 млрд м³ при снижении общего импорта на 13,1%. При сохранении таких темпов до конца года, в 2023 г. поставки в Турцию могут упасть до 15–17 млрд м³ (-5–6 млрд м³ г/г).

Долгосрочный газовый баланс Турции предполагает формирование существенного избытка потенциального предложения газа, начиная уже с 2024 г., за счет сочетания снижения темпов роста спроса, увеличения собственной добычи и доступных источников импорта, а также резкого расширения мощностей ПХГ (последнее обстоятельство уменьшает потребность в российском газе для покрытия пико-



Укладка газопровода «Турецкий поток»
Источник: «Газпром»

вых скачков спроса). Складывающийся баланс теоретически позволяет Турции почти полностью обойтись без российского трубопроводного газа, уже начиная с 2026–2027 гг. И решающим фактором в сохранении поставок из России будет ценовая конкурентоспособность, снижение которой ранее, в 2019–2020 гг., уже приводило к резкому сокращению российского экспорта.

В инерционно-базовом сценарии Турция может продолжить закупать в России в 2024–2030 гг. около 20 млрд м³ трубопроводного газа в год для нужд внутреннего рынка. Однако полагаться на такую устойчивость рискованно.

С Турцией также связаны надежды, возлагаемые на создание т. н. турецкого газового хаба. Турция действительно обладает потенциалом для развития собственного инфраструктурного (приемно-распределительного) и торгового газового хаба, при условии опоры на внутренний рынок (его объем – около 60 млрд м³ в год). При этом ценообразующую роль такой хаб может получить, по нашей оценке, на основе опыта развития хабов в ЕС и США, не ранее чем через 10–15 лет [4].

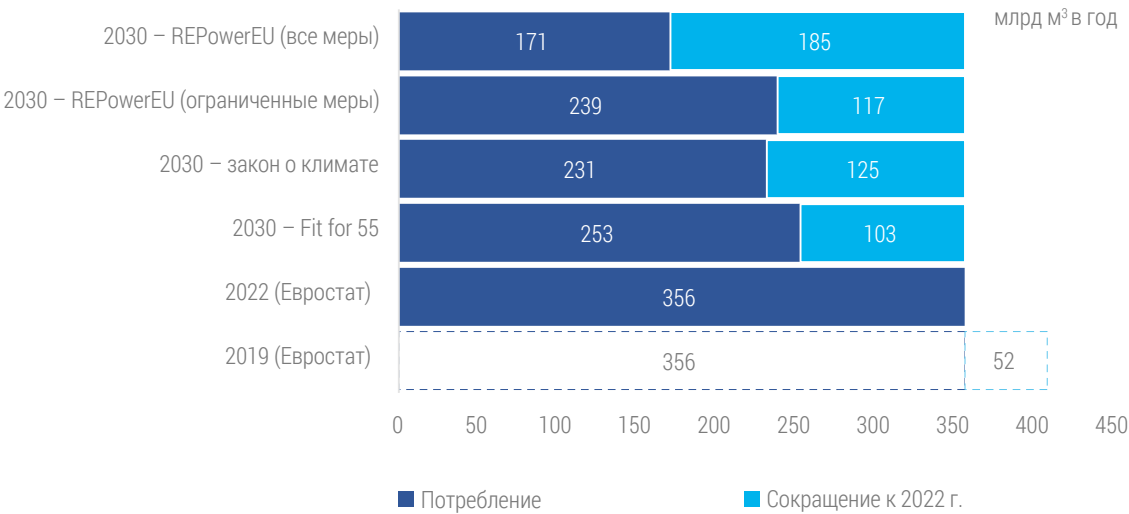
Формирование инфраструктурного хаба в Турции уже происходит и идет быстрыми темпами. Этому способствуют отмеченное развитие сети ПХГ и большие незадействованные мощности по приему СПГ и транзиту газа, хотя и сохраняется умеренный

дефицит газотранспортных мощностей в широтном направлении. Однако ключевыми условиями для формирования торгового хаба (т. е. площадки, на которой будет осуществляться большой объем торговых операций) являются либерализация рынка газа в самой Турции и обеспечение через хаб доступа нерезидентов к продажам газа внутренним потребителям, что, в целом, противоречит текущей энергетической политике Турции.

Без опоры на внутренний рынок для формирования в Турции значимого торгового хаба потребуется, помимо развития газотранспортной инфраструктуры в Греции или Болгарии, договоренность об этом между крупными поставщиками, которые могут поставлять через Турцию не законтрактованные объемы газа в другие страны. Помимо России, такие возможности потенциально есть только у Ирана (в случае снятия с него санкций и существенного роста добычи газа) и у поставщиков СПГ. Однако интерес экспортеров СПГ к такому хабу представляется слабо выраженным из-за большой удаленности Турции от основных рынков сбыта газа в Европе. Значительно рациональнее использовать для этих целей существующие хабы в Италии, Австрии и других странах ЕС.

Для России турецкий хаб может быть интересен, главным образом, в описанном выше инерционном сценарии. Турция в рамках него сможет закупать дополнительные объемы российского газа (на хабе или без него) для их самостоятельного реэкспорта в ЕС с использованием освободившихся мощностей «Балканского потока» (фактически обеспечивая «серый» реэкспорт российского газа). В сценарии нормализации отношений с ЕС такой потребности не возникнет (заполняемость

Рис. 2. Целевое сокращение спроса на газ в ЕС-27 к 2030 г. в директивных документах ЕС
Источник: оценки ИЭФ по данным Еврокомиссии и Евростата



Турция – один из ключевых факторов неопределенности в стратегии российского экспорта газа. Так, за I полугодие поставки в страну сократились на 24,2% при снижении общего импорта на 13,1%

«Балканского потока» будет обеспечена прямыми поставками), а увеличение транзита через Турцию (сверх мощности «Балканского потока») будет невозможно из-за отсутствия необходимых для этого новых газопроводов, идущих от турецкой границы в Центральную Европу (их строительства по заявкам российских компаний представляется маловероятным).

Ближнее зарубежье

Прирост российских поставок в ближнее зарубежье могут обеспечить дополнительный экспорт в Узбекистан (сверх 2,8 млрд м³ в год, законтрактованных в ок-



Торжественный запуск газопровода TANAP
Источник: indyturk.com

тябре 2023 г. на два года), формирование с 1 января 2025 г. общего рынка газа ЕАЭС (если он не будет отложен) и возможный экспорт в Азербайджан, в т. ч. для осуществления своповых операций с Ираном. Однако с учетом вероятной негативной динамики спроса на газ в Беларуси (ключевом для России региональном рынке) и желании Казахстана и Узбекистана минимизировать рост зависимости от импорта газа, общий прирост спроса на российский газ будет ограниченным. Также всё более неопределенными становятся перспективы экспорта российского газа в Молдавию. Так, увеличение поставок российского газа в Узбекистан и Казахстан (включая вероятный реэкспорт в КНР) можно оценить

к 2030 г. в 5–12 млрд м³ в год в зависимости от параметров газовых балансов стран Центральной Азии. В целом, поставки российского газа в страны ближнего зарубежья в базовом сценарии будут, по нашей оценке, стагнировать с неуверенной тенденцией к росту.

Следует отметить, что формирование общего рынка газа ЕАЭС окажет негативное влияние на доходность поставок российского газа, особенно в Республику Беларусь [5].

Мечты о Среднем Востоке

Активизация экономического сотрудничества с Ираном и Индией возродили в 2022–2023 гг. возникавший и ранее, но быстро потухавший интерес к возможным поставкам российского газа по несуществующему Трансафганскому газопроводу (ТАПИ) в Пакистан и Индию, либо в Иран (через газотранспортную систему «Средняя Азия – Центр», Азербайджан или даже по дну Каспийского моря) для его сжижения на побережье Персидского залива. Однако в силу военно-политических рисков в Афганистане и действующих против Ирана международных санкций реализация таких проектов в ближайшие годы представляется маловероятной (выходящей далеко за рамки любого базового сценария), даже без учета оценки рентабельности поставок на столь удаленные рынки.

Трубопроводные поставки в Китай

Потребление и импорт газа в КНР будут, по большинству существующих прогнозов, быстро расти, по меньшей мере, до 2030–2035 гг., однако темпы роста как потребления, так и собственной добычи газа, особенно из нетрадиционных источников (сланцевый газ и т. н. низкоуглеродные газы), отличаются значительной неопределенностью. Как и в случае ЕС, нельзя исключать реализации в КНР пессимистичных прогнозов роста спроса на газ в случае активизации климатической политики по достижению заявленной углеродной нейтральности к 2060 г. К этому следует добавить высокий уровень как текущей, так и будущей диверсификации импорта – традиционной черты энергетической политики Китая.

В этой связи относительно «гарантированным» можно считать только спрос со стороны КНР на российский трубопроводный газ по уже заключенным контрактам (газопровод «Сила Сибири» и т. н. Дальневосточный маршрут общим объемом экспорта к 2027–2030 гг. 48 млрд м³ в год). Наличие долгосрочного спроса на российский газ, поступающий из зоны ЕСГ в рамках осуществления проекта «Сила Сибири – 2» (до 50 млрд м³ в год, с учетом предпо-

отличались диверсифицированной структурой, и крупные газопроводы почти всегда строились в расчете на несколько стран-покупателей (исключения связаны, в основном, с подводными газопроводами в Турцию и газоснабжением Финляндии и стран Балтии). Монополия и принципиальная ориентация КНР на более низкие, чем в Европе, закупочные цены на газ – значимые риски для «разворота» российского экспорта на Восток.



Газопровод «Сила Сибири»

Источник: «Газпром»

лагаемого развития небольшого рынка Монголии), остается предметом экспертных дискуссий. При этом, в случае реализации, «Сила Сибири – 2» не поможет в решении проблемы избытка свободных добычных мощностей в зоне ЕСГ в 2020-е гг. и низкой загрузки отдельных газотранспортных маршрутов в западном направлении.

Сохраниаются существенные риски роста поставок в КНР, связанные с чрезмерной зависимостью от одного покупателя. Стоит отметить, что монополия не была характерна для российской (советской) экспортной стратегии на европейском газовом рынке. Напротив, поставки в Европу всегда

СПГ

С точки зрения гибкости поставок наиболее привлекательным направлением развития экспорта российского газа по-прежнему выглядит крупно- и отчасти среднетоннажное производство сжиженного газа. В 2022 г. экспорт российского СПГ, по данным IGU, вырос на 11,6% г/г до 33 млн т (44,8 млрд м³) – оба ключевых российских завода «Ямал СПГ» и «Сахалин-2» работали на пределе своих технических возможностей. В 2023 г. экспорт ожидаемо сокращается по причине, прежде всего, продолжительных периодов заводского технического обслуживания. По предварительным данным Reuters,

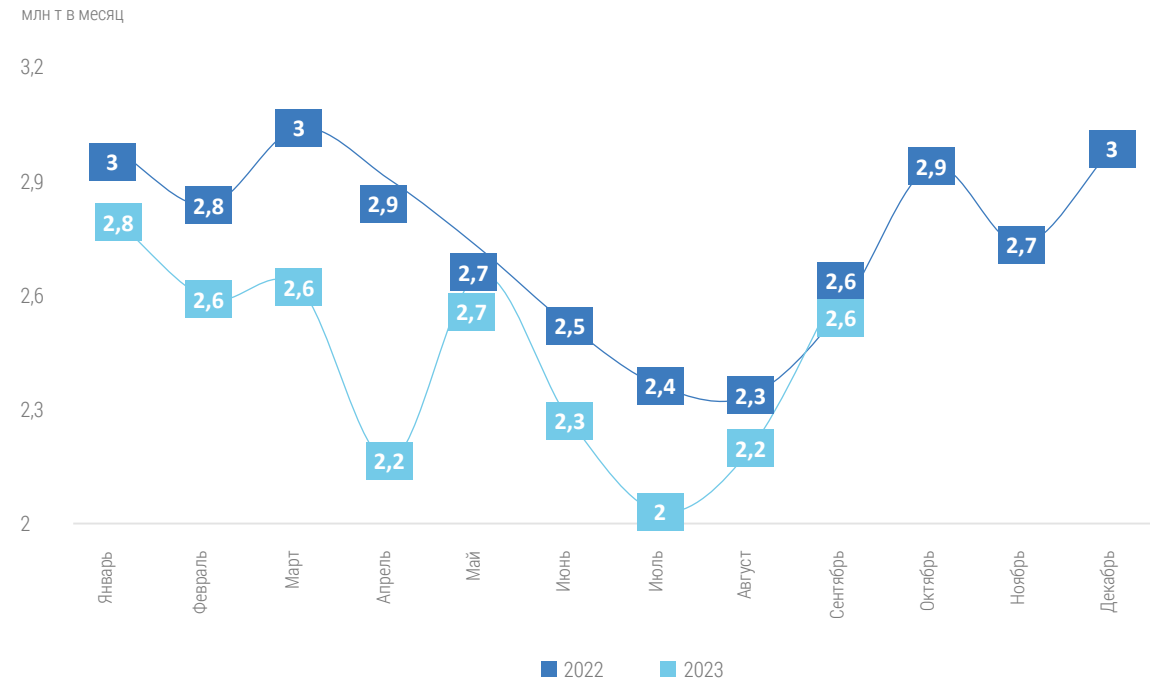


Рис. 3. Морские отгрузки СПГ из России в 2022–2023 гг.

Источник: оценки ИЭФ по данным Thomson Reuters

морские отгрузки СПГ из России за первые три квартала 2023 г. снизились на 9,5% г/г (-2,3 млн т) до 22 млн т.

Отмеченное сокращение происходит, несмотря на начало поставок с нового завода в Ленинградской области «Портовая СПГ» (1 млн т по итогам января-сентября 2023 г.) и стабилизации отгрузок с другого среднетоннажного завода «Криогаз-Высоцк» (+0,03% г/г). Основное снижение приходится на завод «Ямал СПГ» (-2,25 млн т или -14,5% г/г), однако существенное сокращение наблюдается и на заводе «Сахалин-2» (-1,1 млн т или -13,1%).

Возможный запуск «Арктик СПГ-2» в 2024 г., несмотря на санкции США, может

обеспечить возобновление роста экспорта СПГ, и его дальнейшая динамика будет зависеть от сроков начала коммерческих поставок с новых линий сжижения: в базовом сценарии – второй и третьей очередей «Арктик СПГ-2», в оптимистичных сценариях – также «Балтийского СПГ», «Обского СПГ» и «Мурманского СПГ».

Однако санкции США в отношении «Арктик СПГ-2» могут существенно повлиять на политику иностранных партнеров проекта и, в конечном итоге, отсрочить запуск завода, изменить логику поставок и спрос на его продукцию.

Еврокомиссия и правительства ряда европейских стран (прежде всего, Испании) в течение 2022–2023 гг. неоднократно заявляли о стремлении к прекращению импорта российского СПГ настолько быстро, насколько это будет возможно. В частности, весной 2023 г. рассматривался запрет на разгрузку танкеров с российским СПГ на европейских регазификационных терминалах.

Учитывая прогнозный баланс газа на рынке ЕС, возможность отказа от импорта российского СПГ появится у стран ЕС, скорее всего, уже в 2025–2026 гг., что потенциально лишает как действующие и строящиеся, так и большинство планируемых крупно- и среднетоннажных

Рост поставок российского газа в Узбекистан и Казахстан (включая вероятный реэкспорт в КНР) можно оценить к 2030 г. в 5–12 млрд м³ в год в зависимости от газовых балансов этих стран

СПГ-заводов в России наиболее привлекательного (с точки зрения логистики поставок) и целевого для них рынка сбыта. Это создает дополнительные проблемы для обеспечения российского экспорта СПГ надежными транспортными мощностями (из-за резкого роста среднего плеча транспортировки на альтернативные рынки).

«Ямал СПГ» в 2022 г., по данным Reuters, экспортировал в Европу 77,6% своего газа, в том числе в страны ЕС – 75,5%. По-настоящему крупных покупателей было всего пять: Франция, Бельгия, Испания, Китай и Нидерланды. По итогам января-сентября 2023 г. эта тенденция не только не изменилась, но и усилилась. На страны ЕС пришлось уже 83,5% всех поставок ямальского СПГ, основными покупателями остаются Бельгия, Испания и Франция. Единичные рейсы продолжают осуществляться также в Нидерланды и Португалию.

Еще более сложным является положение среднетоннажных заводов, расположенных в Ленинградской области. Для завода «Криогаз-Высоцк» страны ЕС и Норвегия являются единственным рынком сбыта. В 2022 г. за пределы Балтийского региона (Финляндия, Швеция, Норвегия и Литва) поставки с завода осуществляются только в Бельгию и в виде единичных рейсов в Нидерланды, Францию и Испанию. В январе-сентябре 2023 г. экспорт сохранился в четыре страны: Бельгию (63,2% всех поставок), Финляндию (18,8%), Швецию (10,6%) и Норвегию (7,1%).

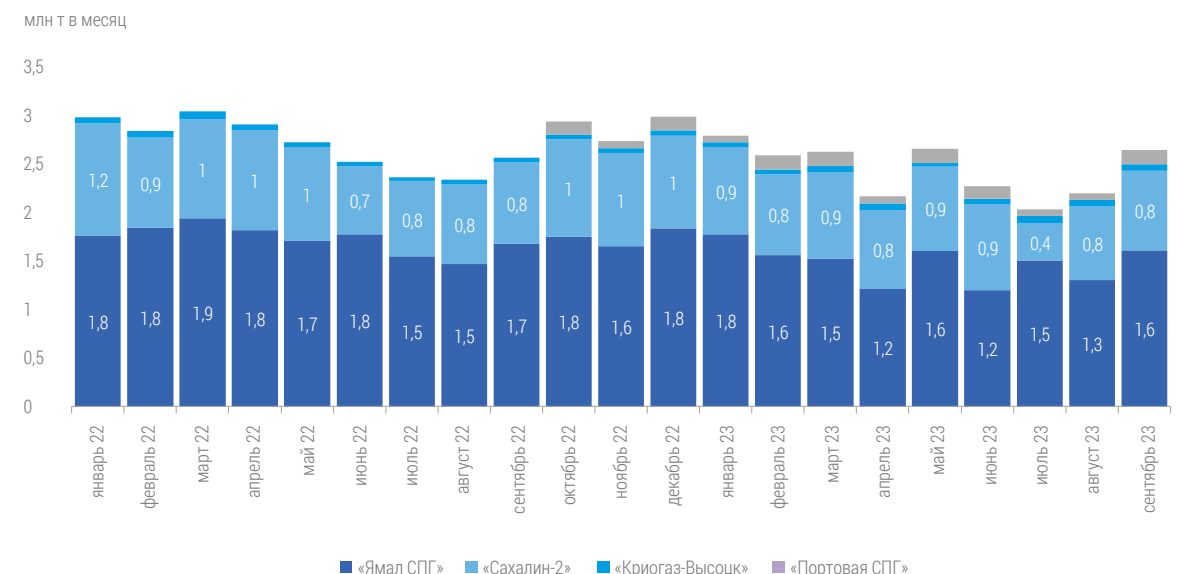
С точки зрения гибкости поставок наиболее привлекательным направлением развития экспорта российского газа по-прежнему выглядит крупно- и отчасти среднетоннажное производство сжиженного газа

В октябре 2022 г. начались первые отгрузки на экспорт также с нового среднетоннажного завода «Портовая СПГ». По данным Reuters, все они до августа 2023 г. распределялись между всего двумя странами – Турцией и Грецией. 14 августа был отправлен первый рейс в КНР.

Таким образом, для двух российских заводов – «Ямал СПГ» и «Криогаз-Высоцк» – рынок ЕС остается критически значимым, и возможные будущие проблемы с заходом на европейские регазификационные терминалы создадут для них большие логистические сложности. В обоих случаях поставки в страны ЕС обеспечивают минимальное транспортное плечо для СПГ-танкеров. На плавание от «Криогаз-Высоцк» до бельгийского порта Зебрюгге газозов, исходя из анализа данных Reuters, затрачивает в среднем всего пять суток (исполь-

Рис. 4. Морские отгрузки СПГ с российских заводов в 2022–2023 гг.

Источник: оценки ИЭФ по данным Thomson Reuters



На страны ЕС пришлось уже 83,5% всех поставок «Ямал СПГ», основными покупателями остаются Бельгия, Испания и Франция. Единичные рейсы осуществлялись также в Нидерланды и Португалию

зуются небольшие танкеры грузоподъемностью от 10 до 30 тыс. м³). От ямальского порта Сабетта до Зебрюгге газовозам (грузоподъемностью от 161 до 174 тыс. м³) требуется круглогодично в среднем 9–13 суток. Транспортировка от Сабетты до портов КНР в летний период занимает обычно не менее 20 суток, в зимний – около 40. Единичные пока летние рейсы в Индию длятся до 30 суток. Первый рейс от «Криогаз-Высоцка» до китайского г. Цаофэйдянь (провинция Хэбэй) в августе-сентябре 2023 г. занял также 30 суток.

Таким образом, при перенаправлении поставок из Европы на альтернативные рынки время доставки грузов увеличится в два-три раза, а в зимний период при движении по Северному морскому пути в восточном направлении, возможно, до четырех-пяти раз. Это означает резкое снижение среднегодовой эффективности использования танкерного флота и необходимость его существенного расширения (даже с учетом создания перегрузочных терминалов на Камчатке и в Мурманской области). С аналогичными проблемами столкнутся, очевидно, и новые российские заводы, в т. ч. упомянутых «Арктик СПГ-2», «Балтийский СПГ» и «Мурманск СПГ».

14 сентября 2023 г. США ввели санкции против ООО «Арктическая перевалка» – компании группы «НОВАТЭК», осуществляющей строительство упомянутых терминалов по перевалке СПГ в Мурманской области (в губе Ура) и на п-ове Камчатка (в бухте Бечевинская). Санкции создадут дополнительные логистические сложности для новых СПГ-заводов ПАО «НОВАТЭК», поскольку, вероятно, снизят число иностранных судов-газовозов, готовых осуществлять соответствующую перевалку, из-за риска попадания под вторичные

санкции США. Это дополнительно повысит зависимость российских СПГ-проектов от создания собственного флота газозовозов.

Стоит отметить, что по состоянию на сентябрь 2023 г. российский экспорт СПГ осуществляется преимущественно иностранными судовладельцами и управляющими компаниями. Модель, при которой потребности в транспортировке российского СПГ, в т. ч. судами ледового класса, удовлетворяются преимущественно танкерным флотом, зафрахтованным иностранными компаниями (в т. ч. импортерами), по всей видимости, нежизнеспособна в условиях долгосрочных санкционных ограничений, что необходимо учитывать при планировании роста производства и экспорта СПГ.

В перевозках СПГ с завода проекта «Сахалин-2» в 2022 г. и первом полугодии 2023 г. участвовало в общей сложности 25 газозовозов. Из них 19 напрямую принадлежат компаниям из стран-импортеров (Японии и Республики Кореи) и управляются ими. Из российских судов в перевозках СПГ напрямую участвуют только газозовы «Grand Aniva» и «Grand Elena» ПАО «Совкомфлот», при этом «Grand Elena» находится под управлением японской компании NYK LNG Shipmanagement.

В 2022–2023 гг. перевозки СПГ с завода «Ямал СПГ» осуществляли в общей сложности 39 судов-газовозов. Из флота

СПГ-завод в Катаре

Источник: *petroleum-today.com*



«Криогаз-Высоцк»

Источник: «НОВАТЭК»

ПАО «Сомкофлот» на «Ямал СПГ» работает только газозов «Christophe de Margerie». Согласно данным GIIGNL, ПАО «НОВАТЭК» не имеет прямого отношения к управлению газозовами, обслуживающими завод (все они управляются иностранными компаниями), хотя многие из них строились специально для данного проекта (суда ледового класса Arc7).

В отличие от рынка жидких углеводородов, на мировом рынке морских перевозок СПГ почти отсутствуют свободные перевозные мощности (аналог нефтеналивного «серого» флота), которые могли бы быстро заместить российским компаниям суда западной юрисдикции. С учетом данного фактора и уже введенных технологических санкций, переход к модели полной самообеспеченности собственным флотом (наиболее яркий ее пример – Катар) займет не менее 10–15 лет и, в целом, выглядит пока сложно реализуемой задачей, особенно в случае осуществления амбициозных планов «НОВАТЭКа» и «Газпрома» по увеличению российского производства и экспорта СПГ.

В целом, текущая стратегия развития экспорта российского СПГ, на наш взгляд, недостаточно учитывает санкционные риски, прежде всего, в части обеспечения его транспортировки и сбыта.

Общие перспективы

В 2021 г. на экспорт приходилась почти треть добычи российского природного

и попутного газа. В 2022 г. его доля упала оценочно до 25%, и в 2023 г. опустится, вероятно, до 21–22%. Начиная с 2024 г., она, как ожидается, начнет медленно расти, и в консервативном сценарии (предполагающем также рост внутреннего потребления) к концу 2020-х гг. займет около четверти от объема добычи.

Заместить выпадающие объемы экспорта в ЕС (и соответственно добычи и транспортировки газа в рамках Единой системы газоснабжения) в короткие сроки и в полной мере невозможно. В физическом выражении экспорт газа может вернуться на уровень 2021 г. не ранее 2030 г. и то лишь при условии масштабного расширения экспорта крупнотоннажного СПГ. В базовом сценарии на это потребуются еще 5–6 лет. Но в стоимостном выражении общий экспорт, при сопоставимых объемах, останется существенно ниже из-за

Очевидным направлением замещения выпадающих доходов может быть диверсификация экспорта за счет развития производств высокого передела: «голубого» водорода, аммиака, карбамида, метанола

региональных особенностей ценообразования и, как правило, более высокой себестоимости поставок на альтернативные рынки, что ставит под сомнение целесообразность увеличения добычи и экспорта газа как самоцель развития газовой отрасли.

Падение экспорта газа в страны ЕС в 2022–2023 гг. уже оказало существенное влияние на динамику нефтегазовых доходов государственного бюджета России, ожидаемый объем которых продолжит снижение в 2023–2024 гг. Доходы федерального бюджета от газового сектора в течение января-августа 2023 г. колебались в коридоре 120–160 млрд руб. в месяц. Выплаты по экспортной пошлине снизились до минимальных значений. В январе-июле 2023 г. они составили всего 275 млрд руб., что за последние 6 лет превышает только показатель «ковидного» 2020 г. В перспективе до 2030 г. доходы консолидированного бюджета Российской Федерации от экспорта газа в базовом (инерционном) сценарии останутся, по нашей оценке, значительно ниже уровней как 2021 г., так и 2019 г. и составят во второй половине 2020-х гг. (после завершения периода дополнительных изъятий) около 400–500 млрд руб. в ценах 2021 г.

Обвальное падение объема и маржинальности экспорта газа уже в 2023–2024 гг. приведет к резкому сокращению не только бюджетных доходов (это сни-

жение во многом нивелировало дополнительными изъятиями у ПАО «Газпром» через увеличенный НДС(П) финансовых показателей и инвестиционных ресурсов «Газпрома». Это влечет за собой обострение конкуренции на внутреннем рынке газа, возвращение к острой дискуссии вокруг обоснованности роста тарифов на транспортировку и поиск новых источников монетизации, прежде всего, за счет увеличения внутренних цен на газ, в т. ч., возможно, путем их частичного дерегулирования. Вынужденные решения по ускоренному повышению регулируемых цен на газ в декабре 2023 г. и в 2024–2025 гг. выглядят как первые шаги на этом пути.

Фактически тяжесть падения доходности («сверхприбылей») от экспорта газа может быть переложена на плечи внутренних потребителей (путем увеличения внутренних цен и их волатильности) и отчасти независимых производителей газа (за счет роста издержек на транспортировку и выравнивания налоговых условий).

Что делать?

На извечный русский вопрос, как это чаще всего и бывает, в данном случае нет простого и однозначного ответа. Отсутствуют легкие решения и тем более панацея. Положительный эффект может быть только отложенным и зависит от ком-

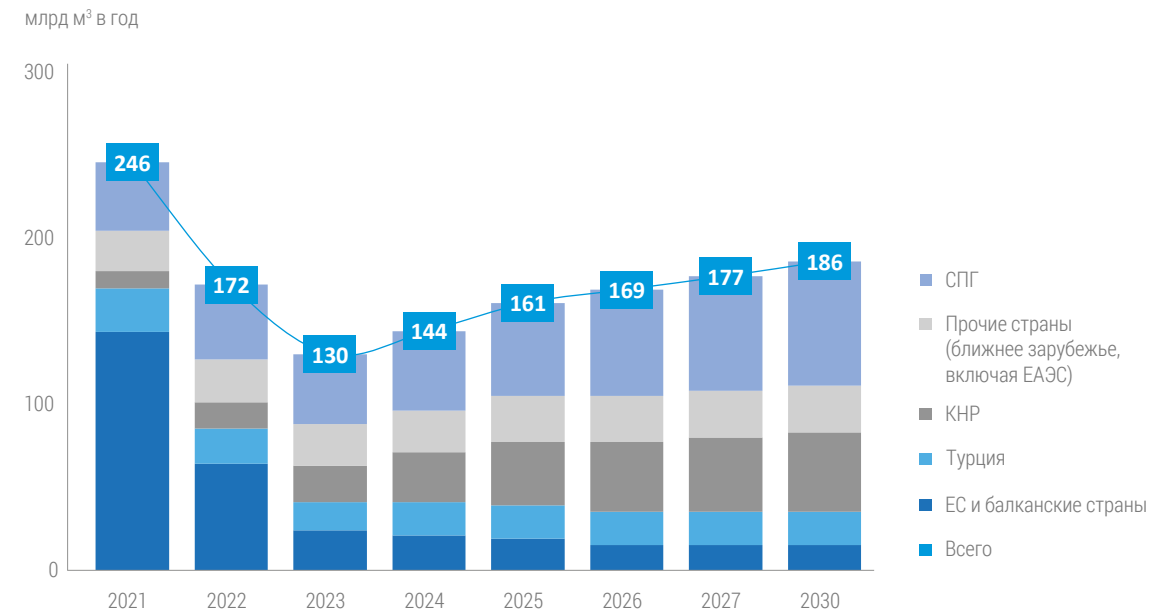


Рис. 5. Динамика экспорта российского газа до 2030 г. в базово-инерционном сценарии

Источник: авторские оценки

плекса мер, а также, что не менее важно, от целеполагания. Какую роль должен играть экспорт в дальнейшем развитии газовой отрасли? Нужно ли наращивать его, не считаясь с капитальными затратами (а почти все предлагаемые решения по масштабному увеличению экспорта крайне капиталоемкие) и более низкой потенциальной доходностью? Должен ли экспорт обеспечивать перекрестное субсидирование внутреннего рынка, как это было в предыдущие десятилетия? Как сбалансировать развитие экспорта трубопроводного и сжиженного газа, учитывая сложившиеся различия в фискальных условиях? Должен ли внутренний потребитель платить за образовавшуюся «дыру» в экспортных доходах? Эти вопросы стоят на повестке дня и потребуют решения в самые ближайшие годы.

Очевидным и давно обсуждаемым направлением замещения выпадающих объемов трубопроводного экспорта газа может быть диверсификация экспорта за счет развития производства и поставок продукции более высокого передела: «голубого» водорода, аммиака, карбамида, метанола и пр. Однако роль газовой отрасли в данном случае будет ограничиваться поставкой сырья, а развитие самого производства, выстраивание логистики и поиски рынков сбыта относятся к другим отраслям экономики, что повышает координирующую и направляющую роль государственной политики. При этом сам переход к экспорту товаров высокого передела газа будет ничуть не проще, чем поиск новых рынков сбыта для «сырьевого» газа, и далеко не очевидно, что он произойдет быстрее.

Использованные источники

1. Громов А., Кондратьев С., Широков А. Внутренний рынок газа на историческом перепутье // Энергетическая политика. № 9 (188). 2023. С. 14–25.
2. Семикашев В., Гайворонская М. Возможности и ограничения развития российской газовой отрасли в условиях санкций на перспективу до 2030 г. // Энергетическая политика. № 9 (188). 2023. С. 26–39.
3. Здесь и далее – авторская агрегация на основе первичных данных ENTSG Transparency Platform потоков газа

- на входе и внутри ЕС. Данные по ЕС – оценка на основе авторской интерпретации распределения российского газа, пересекающего турецко-болгарскую границу, на территории Болгарии.
4. Institute for Energy and Finance. Study on “Assessment of Natural Gas Hubs, Associated Risk Management Instruments and Potential Future Developments”. December 2020. – 257 p.
5. Белогорьев А. М. Тернистый путь ЕАЭС к общему рынку газа // Энергетическая политика. № 4. 2016. С. 23–30.

Адриатический регазификационный СПГ-терминал

Источник: «Газпром»



Перспективы России в снижении выбросов метана и присоединении к Глобальному соглашению по метану

Russia's prospects for reducing methane emissions and joining the global methane pledge

Владимир КЛИМЕНКО
Профессор, д. т. н., академик РАН,
главный научный сотрудник НИУ «МЭИ»,
заведующий лабораторией НИТУ «МИСиС»
E-mail: nilgpe@mpei.ru

Алексей ТЕРЕШИН
Ведущий научный сотрудник НИУ «МЭИ»,
ведущий научный сотрудник НИТУ
«МИСиС», д. т. н.
E-mail: TereshinAG@mpei.ru

Константин КОЛИКОВ
Профессор, д. т. н.,
заведующий кафедрой НИТУ «МИСиС»
E-mail: kolikov.ks@misis.ru

Игорь БЕРНАДИНЕР
Доцент, к. т. н., доцент НИУ «МЭИ»,
старший научный сотрудник
НИТУ «МИСиС»
E-mail: BernadinerIM@mpei.ru

Vladimir KLIMENKO
Professor, Doctor of Technical Sciences, Academician of
the Russian Academy of Sciences, Chief Researcher of
the NRU «MEI», Head of the laboratory of NUST «MISIS»
E-mail: nilgpe@mpei.ru

Alexey TERESHIN
Leading researcher of NRU «MEI»,
leading researcher of NUST «MISIS»,
Doctor of Technical Sciences
E-mail: TereshinAG@mpei.ru

Konstantin KULIKOV
Professor, Doctor of Technical Sciences,
Head of the Department of NUST MISIS
E-mail: kolikov.ks@misis.ru

Igor BERNADINER
Associate Professor, Candidate of
Technical Sciences, Associate Professor
of NRU «MEI», senior researcher at NUST «MISIS»
E-mail: BernadinerIM@mpei.ru

Аннотация. В работе проведен анализ возможностей России по выполнению национальных обязательств по сокращению выбросов второго важнейшего антропогенного парникового газа – метана. Отмечается большой разброс оценок антропогенных выбросов метана, а также практически полное отсутствие проектов по утилизации метановых выбросов. Показано, что для России приоритетными направлениями снижения выбросов парниковых газов могут быть использование технологий улавливания и утилизации шахтного метана и свалочного газа. Кроме существенного климатического эффекта, эти мероприятия будут способствовать рациональному использованию энергетических ресурсов, расширению топливной базы отечественной энергетики, повышению безопасности производства и качества окружающей среды.

Ключевые слова: изменения климата, сокращение выбросов, метан, добыча угля, полигоны твердых коммунальных отходов, утилизация.

Abstract. The paper analyzes Russia's ability to fulfill its national obligations to reduce emissions of the second most important anthropogenic greenhouse gas – methane. There is a wide range of estimates of anthropogenic methane emissions, as well as an almost complete absence of projects for the utilization of methane emissions. It is shown that for Russia, the priority areas for reducing greenhouse gas emissions may be the use of technologies for the capture and utilization of coal mine methane and landfill gas. In addition to a significant climatic effect, these measures will contribute to the rational use of energy resources, the expansion of the fuel base of the domestic energy sector, and the improvement of production safety and environmental quality.
Keywords: climate change, emissions reduction, methane, coal mining, municipal solid waste landfills, utilisation.



Россия входит в десятку стран с максимальными значениями эмиссии парниковых газов, таких как диоксид углерода, метан, закись азота

Введение

Проблема глобальных изменений климата постоянно остается в фокусе внимания мирового сообщества, несмотря на различные потрясения планетарного масштаба, преследующие человечество в последние годы. С тех пор, как в Рио-де-

Жанейро в 1992 г. была подписана Рамочная конвенция ООН по изменению климата (РКИК ООН), практически ежегодно страны-участницы собираются на конференции для обсуждения хода выполнения конвенции и формирования новых инструментов защиты климата. Результаты трех таких встреч, на которых были приняты наиболее значимые решения, представлены в таблице 1.

Анализируя таблицу 1, можно отметить нарастание решительности предпринимаемых мировым сообществом мер по противодействию опасным изменениям климата, которая обусловлена сохраняющимися тенденциями глобального потепления, более глубоким пониманием существа и опасности происходящих процессов, а также медленными темпами декарбонизации мировой экономики.

Вопросы эффективности предлагаемых мер по предотвращению непереносимого изменения климата (а таким считается повышение среднеглобальной температуры выше 2 °С по сравнению с доиндустриальным периодом) постоянно находятся в центре внимания научного сообщества. В частности, в [1–5] было показано, что мероприятия ни Киотского протокола (1997 г.),

Конференции сторон РКИК ООН	Цель	Предложенные инструменты
Киото (1997 г.)	Снижение темпов роста среднеглобальной температуры	Обязательства группы 38 стран по ограничению эмиссии парниковых газов в период до 2008–2012 гг. Первые экономические механизмы международной кооперации в области снижения выбросов парниковых газов
Париж (2015 г.)	Ограничение роста среднеглобальной температуры 2 °С по сравнению с доиндустриальным периодом (1850–1900 гг.) до конца текущего столетия	Принятие более чем 190 странами добровольных обязательств по снижению выбросов парниковых газов после 2020 г.
Глазго (2021 г.)	Ограничение глобального потепления в 1,5 °С по сравнению с доиндустриальным периодом	1. Обязательства большинства стран, включая все крупнейшие страны-эмитенты парниковых газов, достичь климатической нейтральности в период 2050–2070 гг. 2. Обязательства группы из 109 (в настоящее время уже 150) стран снизить антропогенную эмиссию метана на 30% к 2030 г. 3. Обязательства 140 стран остановить утрату лесов к 2030 г. и в дальнейшем приступить к их восстановлению.

Таблица 1. Цели и предложенные инструменты трех ключевых конференций сторон РКИК ООН

ни Парижского соглашения (2015 г.) даже при полном их осуществлении не в состоянии удержать глобальное потепление в пределах 2 °С, и лишь полное выполнение решений пакта Глазго (2021 г.) способно предотвратить повышение среднеглобальной температуры выше 1,5 °С (рис. 1).

В частности, заявленное в Глазго снижение выбросов метана (этот газ обладает потенциалом глобального потепления на вековом временном горизонте, в 25 раз превышающим показатель диоксида углерода, а также весьма небольшим периодом жизни в атмосфере в 9,1 года [7]), способно уменьшить повышение среднеглобальной температуры к 2100 г. на 0,3 °С по сравнению с базовым Парижским сценарием, что почти в два раза превышает эффект лесоклиматических мероприятий (рис. 1).

Около 80% всех парниковых выбросов в России приходится на энергетику, около 10% – на прочие промышленные процессы и примерно по 5% – на сельское хозяйство и обращение с отходами

Выбросы парниковых газов в России

Россия входит в десятку стран с максимальными значениями эмиссии парниковых газов (диоксид углерода, метан, закись азота и др.). Согласно данным Росгидромета (рис. 2), в 2020 г. доля диоксида углерода в суммарных выбросах парниковых газов составляла примерно 80% (1,6 млрд т, из которых примерно треть поглощалась наземными биосистемами, в первую очередь лесами), 15% приходилось на метан и 5% – на закись азота и прочие газы. Что касается источников, то 80% всех парниковых выбросов приходится на энергетику (сжигание топлива, в т. ч. в промышленности и на транспорте, а также утечки в добывающих отраслях), около 10% – на промышленные процессы, не связанные со сжиганием топлива, и примерно по 5% – на сельское хозяйство и обращение с отходами.

Россия принимает активное участие в деятельности РКИК ООН, последовательно подписав и ратифицировав все ее основные документы (за исключением Глобального обязательства по метану 2021 г.). На федеральном уровне принят ряд стратегических документов, определяющих направления климатической политики нашей страны. К числу важнейших из них следует отнести:

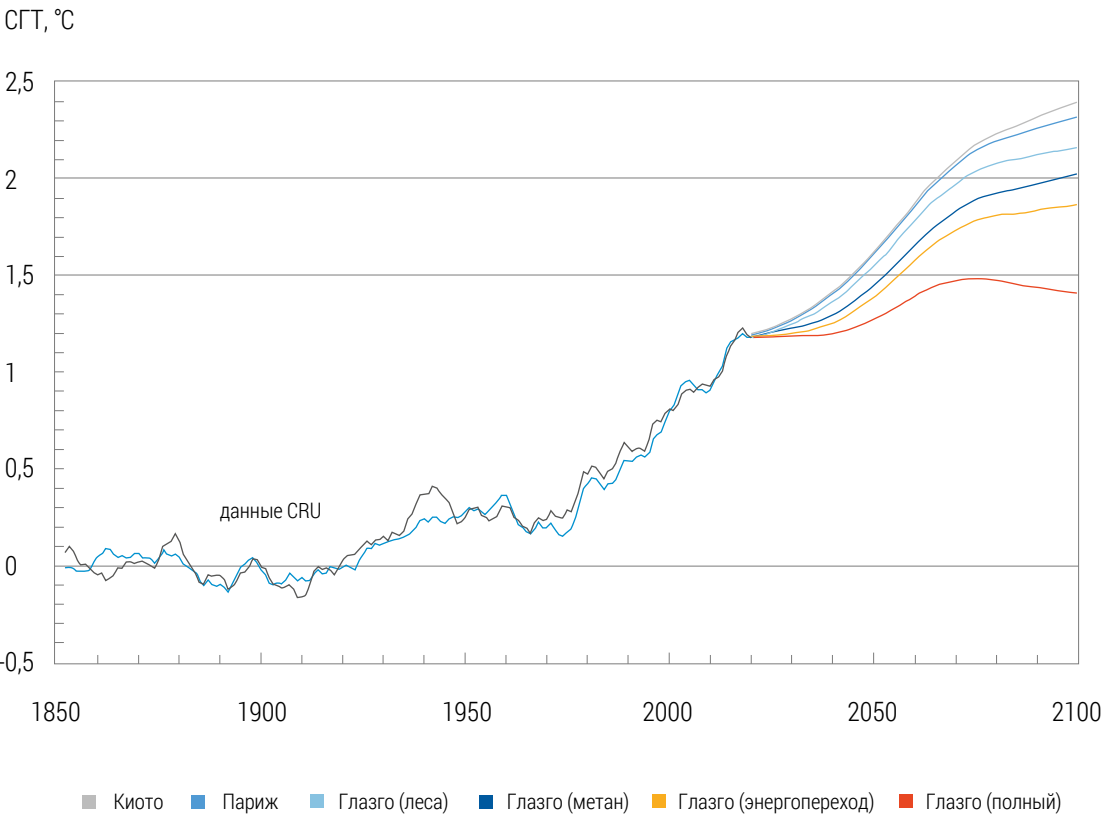
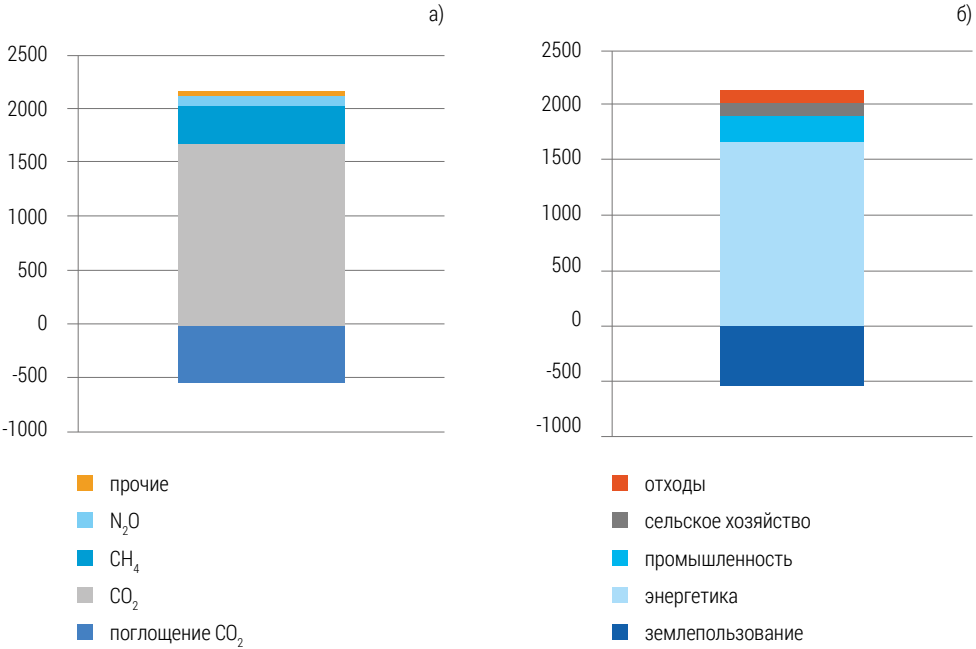


Рис. 1. Изменения среднеглобальной температуры (в отклонениях от среднего значения за 1850–1900 гг.): модельные оценки по различным сценариям [1–5] и данные инструментальных измерений центра климатических исследований Университета Восточной Англии (CRU) [7]

Рис. 2. Структура выбросов парниковых газов в России в 2020 г. в пересчете на диоксид углерода¹ (млн т CO₂-экв.) по компонентам (а) и по источникам (б) по данным Росгидромета [8]



¹ Пересчет ведется через переводные коэффициенты (GWP₁₀₀ – потенциал глобального потепления), показывающие, насколько большее воздействие на тепловой радиационный баланс атмосферы (по сравнению с диоксидом углерода) оказывает одинаковое количество того или другого парникового газа на 100-летнем интервале времени [9].

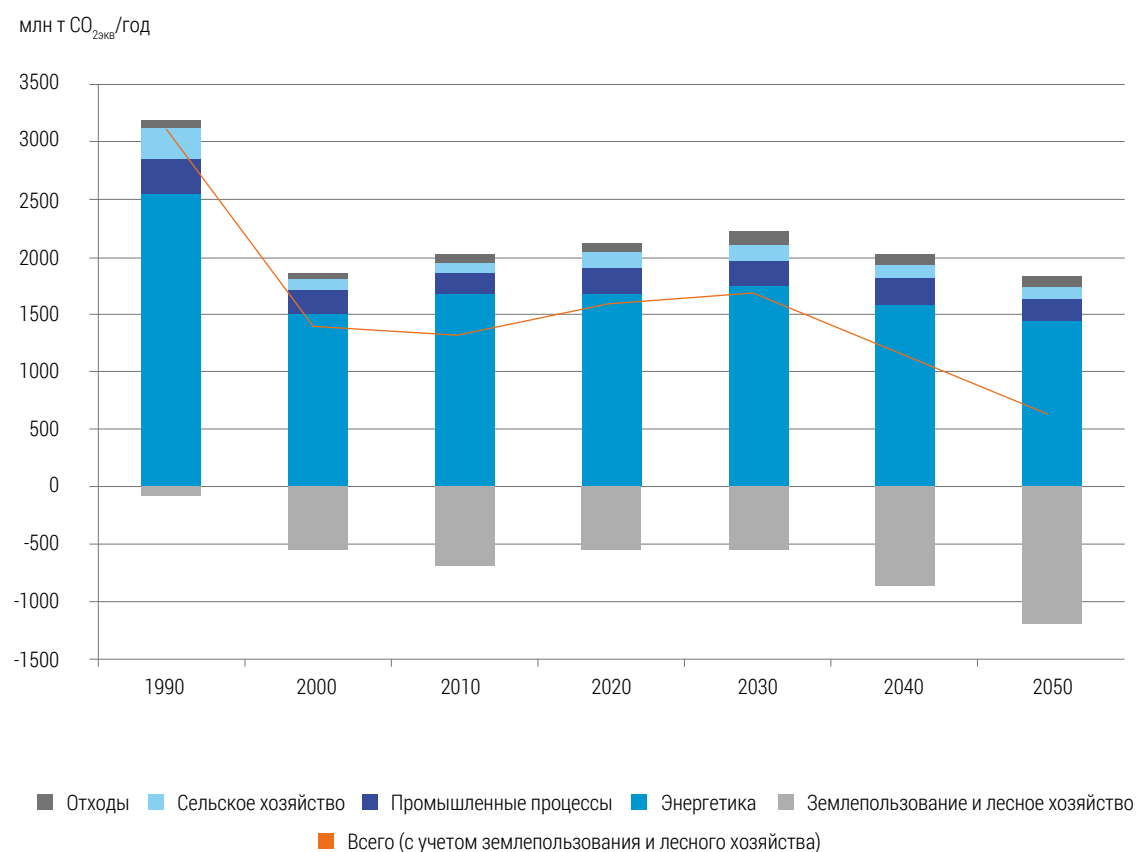


Рис. 3. Динамика выбросов и поглощения парниковых газов (в пересчете на диоксид углерода) из различных источников в России по целевому сценарию Стратегии низкоуглеродного развития

Источник: [12]

1. Климатическая доктрина Российской Федерации (утв. Распоряжением Президента РФ от 17.12.2009 г. № 861-рп).
2. Указ Президента Российской Федерации от 04.11.2020 г. № 666 «О сокращении выбросов парниковых газов».
3. Федеральный закон от 02.07.2021 г. № 296-ФЗ «Об ограничении выбросов парниковых газов».
4. Стратегия социально-экономического развития России с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года (утв. Распоряжением Правительства РФ от 29.10.2021 г. № 3052-р) [12].
5. Федеральная научно-техническая программа в области экологического развития Российской Федерации и климатических изменений на 2021–2030 гг. (утв. Постановлением Правительства РФ от 08.02.2022 г. № 133).

Согласно этим документам, Россия планирует до 2030 г. не превысить 70–75%

от уровня выбросов парниковых газов в 1990 г., а к 2060 г. достичь углеродной нейтральности своей экономики (это означает, что суммарные выбросы парниковых газов будут равны суммарному их поглощению на территории страны биологическими и техногенными системами) (рис. 3).

Настоящая работа призвана ответить на вопрос, каков может оказаться вклад выбросов метана в достижении поставленных целей, какие мероприятия наиболее эффективны для снижения выбросов метана в экономике России и способны ли они обеспечить условия для присоединения нашей страны к Глобальному соглашению по метану (Глазго, 2021).

Эмиссия метана на территории России

Как было показано в [5], вслед за снижением выбросов углекислого газа при сжигании ископаемого топлива наиболее

эффективным инструментом уменьшения глобального парникового эффекта должны стать мероприятия по сокращению выбросов метана и увеличению площади лесов.

К сожалению, в отличие от эмиссии углерода при сжигании топлива расчеты выбросов метана представляют значительно более сложную задачу и не отличаются необходимой точностью. Как видно из рис. 4а, показывающего динамику выбросов CH₄ на территории страны за последние 50 лет, эти оценки могут различаться в несколько раз. Инвентаризация метановых выбросов, проводившаяся в 1994–2021 гг. Росгидрометом, претерпела два существенных изменения. Смена методики расчетов в 2011 г. привела к увеличению оценок примерно в 1,5 раза, а модификация 2017 г. – к их снижению почти в два раза, причем основные изменения коснулись энергетических источников – шахтного метана и утечек из газопроводов (рис. 4б).

Выбросы метана в настоящее время можно оценить в 15–35 млн т ежегодно, т. е. примерно в 20–50 млрд м³, что составляет 5–12% от ежегодного потребления природного газа экономикой России. Это вполне соответствует среднемировому показателю в 9%. В мире разработаны

К сожалению, в отличие от эмиссии углерода, при сжигании топлива расчеты выбросов метана представляют значительно более сложную задачу и не отличаются необходимой точностью

и успешно применяются различные технологии улавливания и утилизации шахтного [18–22] и свалочного метана [23], а также производства биогаза из сельскохозяйственных отходов [25]. К сожалению, в России реализованы единичные проекты в этой области. Модернизация газотранспортной системы, использование технологий улавливания и утилизации шахтного метана и свалочного газа способны не только дать заметную экономию топлива, но и обеспечить существенный «климатический» эффект, поскольку парниковый эффект, вызываемый метаном, в 25 раз выше, чем у диоксида углерода [9].

Предупреждение о возможности скопления метана в угольной шахте на Кузбассе

Источник: kazpravda.kz



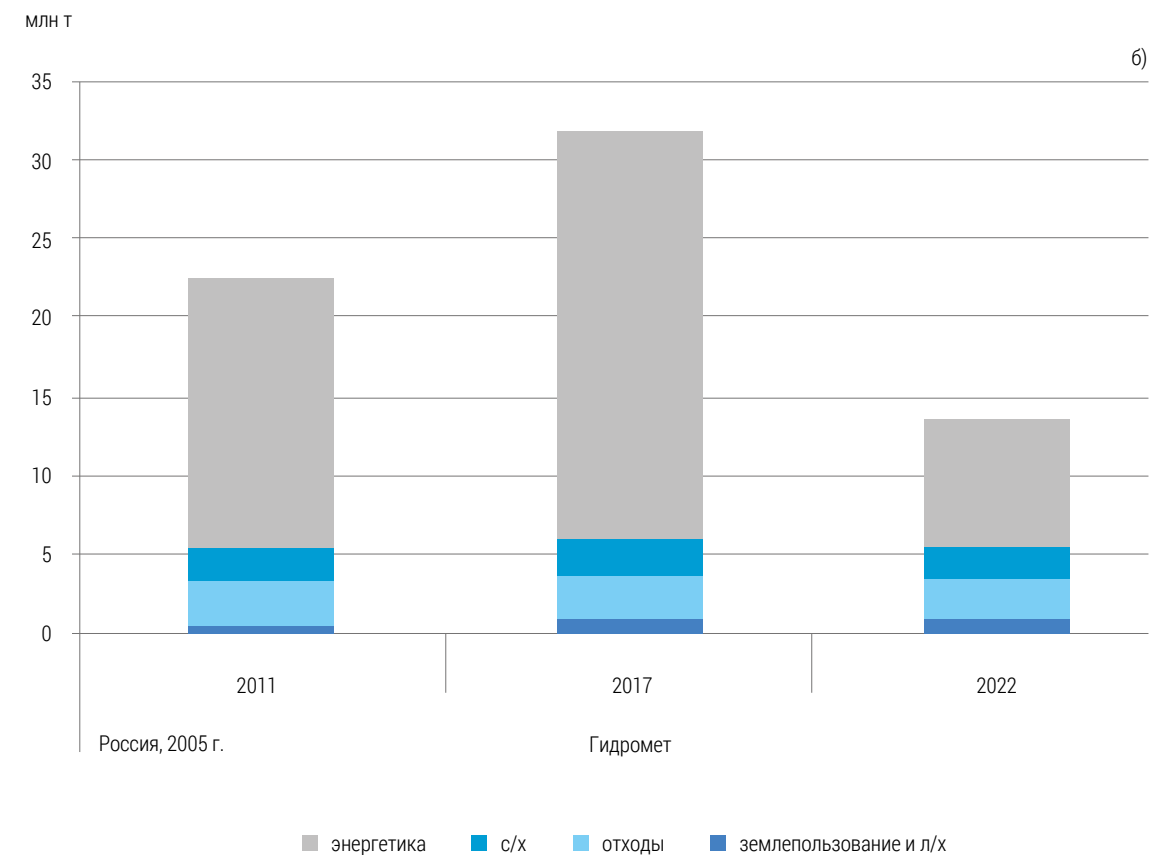
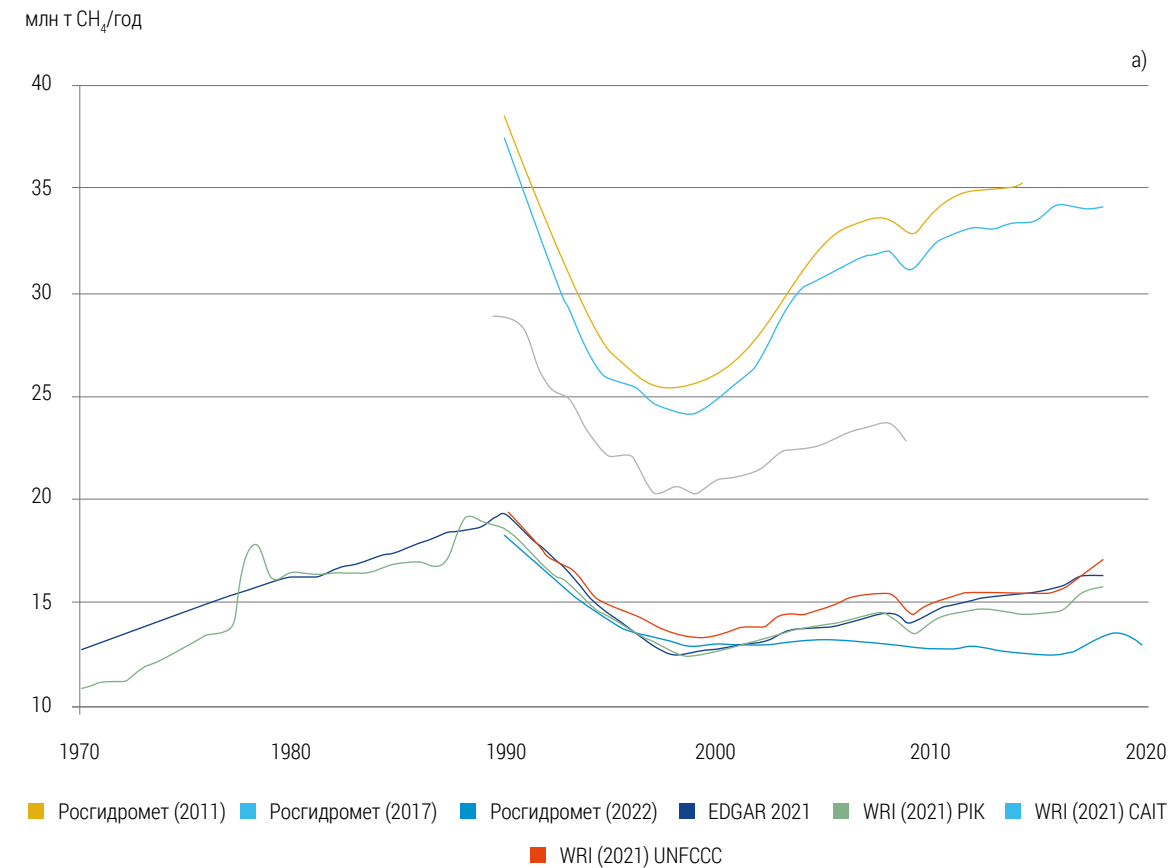


Рис. 4. Суммарные выбросы метана на территории России в 1970–2020 гг. (а) и их структура в 2005 г. (б) по оценкам [8, 14–17]

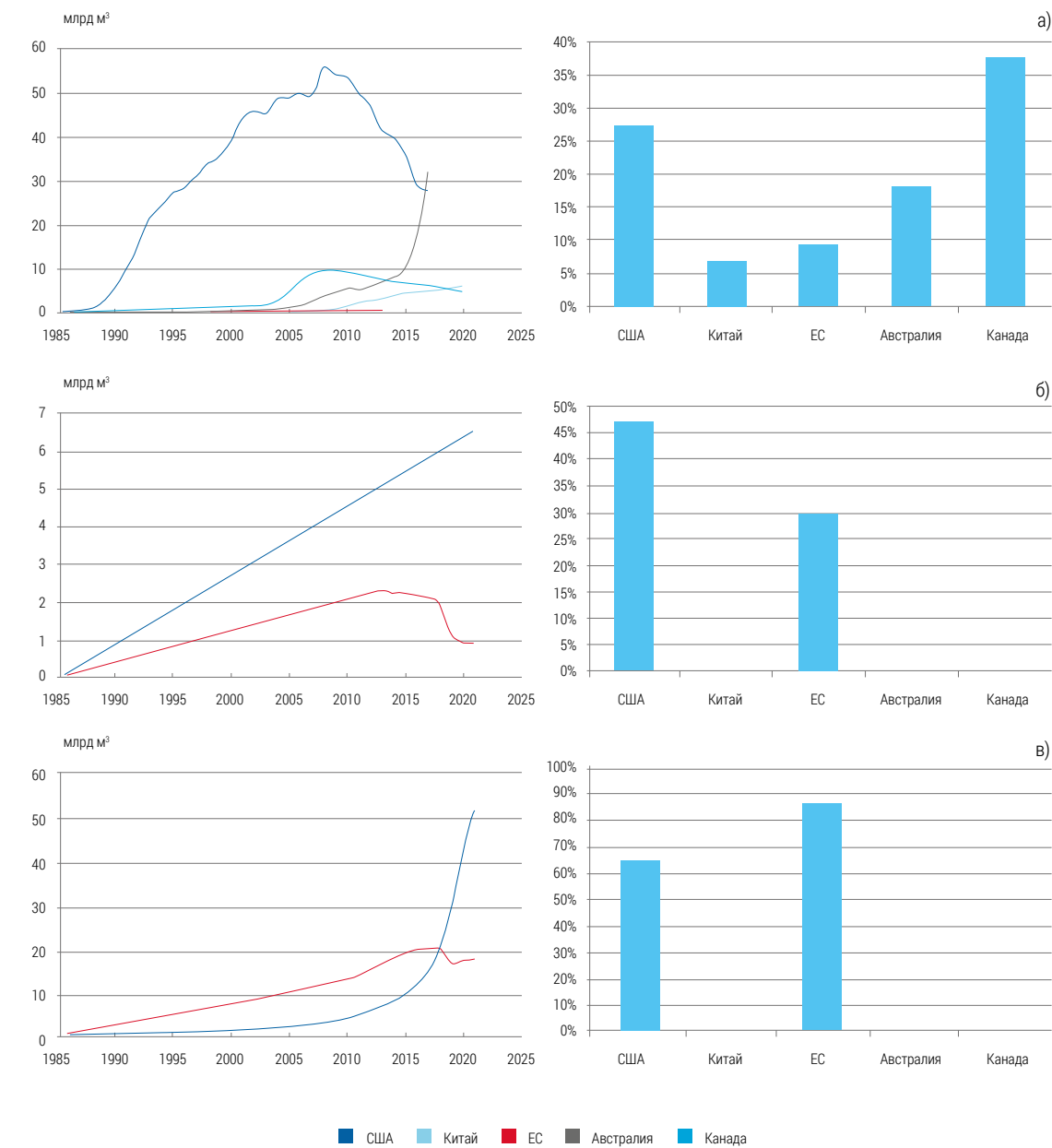


Рис. 5. Объемы использования (слева) и максимальная достигнутая доля утилизации (справа) угольного метана (а), свалочного газа (б) и биогаза из сельскохозяйственных отходов (в) в некоторых странах

Международные сравнения

На рис. 5 представлены данные об использовании угольного метана, свалочного и биогаза в некоторых странах – крупнейших эмитентов метана, а также максимальные достигнутые доли их утилизации (отношение использования к сумме использования и выбросов в атмосферу по данным РКИК).

Как видно из представленных данных, безусловными лидерами в использовании метаносодержащих смесей во всех отрас-

лях экономики является США, в сфере использования биогаза – также и Евросоюз, в угольной отрасли заметных успехов добились Австралия, Канада и Китай.

При этом удалось достичь высоких показателей утилизации метана: в угольной отрасли – на уровне 20–35% для шахтного метана, в обращении с отходами – 30–45% для свалочного газа, в сельском хозяйстве – 65–85% биогаза, образующегося от отходов животноводства.

В результате в большинстве стран в период 1990–2020 гг. значительно снизились

удельные показатели выбросов метана в основных отраслях-эмитентах (рис. 6):

- в нефтегазовой промышленности – отнесенные к объему добычи (для стран-экспортеров газа) и потребления (для стран-импортеров) природного газа;
- в угольной отрасли – отнесенные к объему добычи угля;
- в сельском хозяйстве – отнесенные к объему производства животноводства;
- в обращении с отходами – приходящиеся на душу населения.

Для анализа были выбраны страны – крупнейшие производители топливных ресурсов и продукции животноводства: США, ЕС, Норвегия, Россия, Австралия, Турция, Украина, а также Япония.

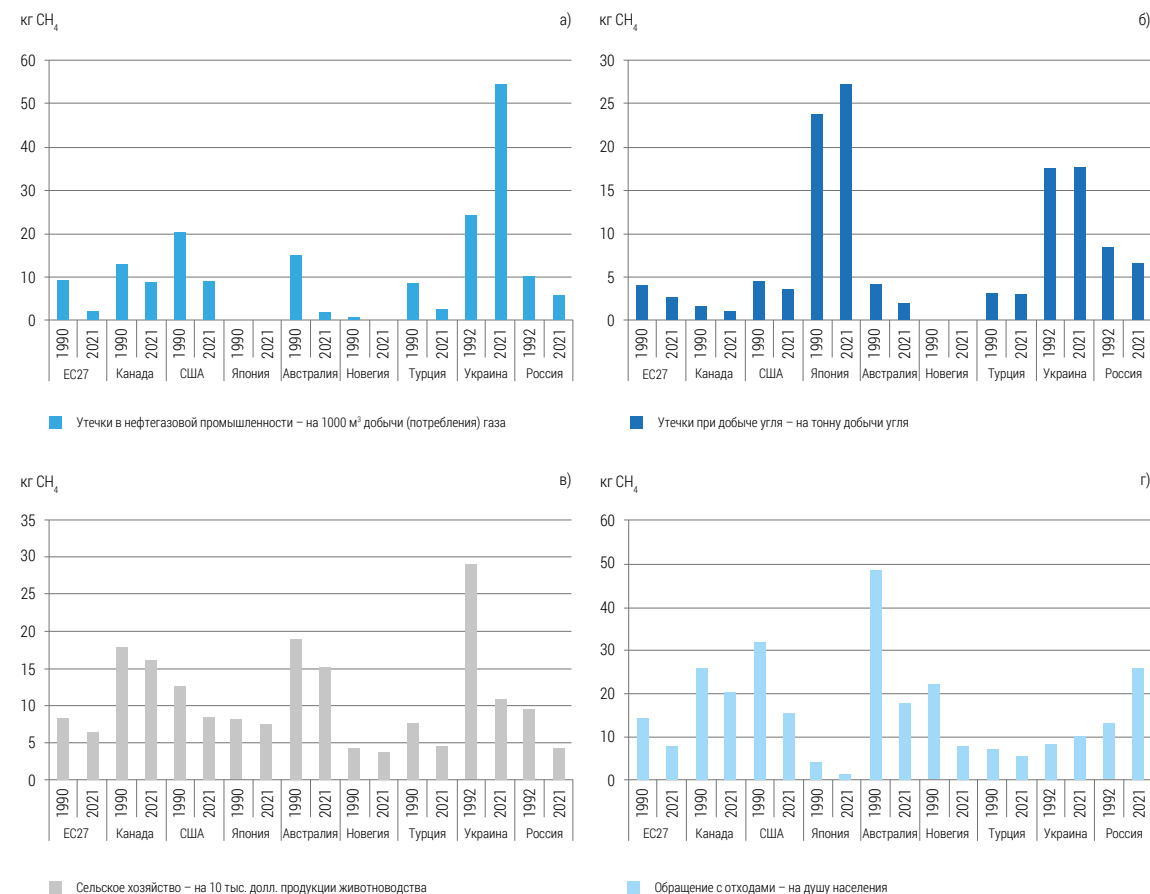
Аномальным следует признать удельные выбросы угольного метана в Японии, что объясняется сохранением эмиссии из закрытых шахт при практически нулевой добыче угля, рост выбросов в газотранспортной системе Украины, связан-

ной со сложившейся экономической ситуацией в стране на фоне геополитического обострения, и рост удельных выбросов метана из отходов в России и на Украине, что вызвано еще не устоявшейся моделью потребления этих постсоветских государств.

Пути снижения эмиссии метана в России

Шахтный метан (современное состояние и перспективы). В настоящее время газоносные угольные месторождения следует рассматривать как углегазовые, что определяется значительными ресурсами метана, содержащегося в угленосных отложениях. По своему компонентному составу газ, содержащийся в угольных пластах на глубинах более 400 м, соответствует природному газу, в котором содержание метана составляет 95–99%, концентрация тяжелых углеводородов изменяется от долей до нескольких процентов, на водород, углекислый газ и инертные газы прихо-

Рис. 6. Удельные показатели эмиссии метана в энергетике (в нефтегазовой (а) и угольной (б) промышленности), сельском хозяйстве (в) и обращении с отходами (г) по данным UNFCCC, BP, UN и FAO



Добыча газа в Норвегии

Источник: Statoil

дится до 1–2%. Следует отметить и практическое отсутствие вредных примесей, т. к. уголь представляет собой природный сорбент. Однако аэродинамическая связь ряда элементов дегазации с атмосферой горных выработок приводит к значительному падению и колебаниям концентрации метана в извлекаемом газе, что препятствует его эффективной утилизации. Поэтому с точки зрения газовой динамики наиболее перспективным следует признать утилизацию метана из ликвидированных шахт (старых выработанных пространств), где отсутствует влияние вентиляции. Добыча угля сопровождается выделением значительного количества метана, относительная газообильность которого по отрасли превысила 15 м³/т. При отработке высокогазонасыщенных пластов Воркутского месторождения абсолютная метанообильность шахт превышает 120 м³/мин, даже при отработке угольных пластов с газонасыщенностью менее 10 м³/т при высоких нагрузках метанообильность достигает 50 м³/мин и более. Так, на шахте им. В. Д. Ялевского АО «СУЭК-Кузбасс» при относительной метанообильности несколько большей 5 м³/т, абсолютное значение метанообильности превышало 50 м³/мин, достигая 100 м³/мин. Именно поэтому неотъемлемым элементом технологии

угледобычи стала дегазация, обеспечивающая потенциальную возможность использования шахтного метана. Постоянное ухудшение горно-геологических условий отработки и развитие техники и технологии определяют тенденцию повышения метанообильности угледобычи, высокую актуальность проблемы метанобезопасности и, как следствие, увеличение потенциала шахтного метана.

На текущее положение и развитие данного направления большое влияние оказывает общая экономическая ситуация, и в первую очередь мировые цены на нефть и природный газ. Современный период следует рассматривать как

Росгидромет в 1994–2021 гг. проводил инвентаризацию выбросов метана. В итоге, в 2011 г.: смена методики расчетов привела к росту оценок в 1,5 раза, а модификация 2017 г. – к снижению в 2 раза

благоприятный для развития способов и средств его утилизации по причине роста требований к обеспечению комплексного освоения запасов недр и экологичности горного производства. Анализ опыта дегазации и утилизации шахтного метана показывает, что данные работы являются необходимой составляющей технологии разработки угольных месторождений не только с точки зрения безопасности, но и экономически окупающейся, особенно с учетом прироста добычи угля за счет снижения ограничения по газовому фактору. Метановоздушные смеси по концентрации могут быть разделены на три группы:

- 1 группа – смеси, извлекаемые средствами вентиляции, которые, как правило, имеют концентрацию 0,2–0,7%;
- 2 группа – смеси, извлекаемые средствами дегазации, с концентрацией от 1 до 25% (некондиционные по их взрывоопасности);
- 3 группа – смеси, извлекаемые средствами дегазации, с концентрацией свыше 25%.

В дополнительную группу можно выделить газ природного состава (более 95% метана), извлекаемый при добыче метана из угольных пластов или их заблаговременной дегазации.

В мировой практике наиболее эффективно утилизируются смеси третьей группы с концентрацией метана 25–40 и более процентов. Шахтный метан используют в промышленных масштабах уже более 50 лет. Современное состояние техники и технологии позволяет уже сейчас достаточно успешно решать вопросы использования метана. В развитых угледобывающих странах тем или иным способом утилизируется до 50% метана, извлекае-

Выбросы метана в России в настоящее время достигают более 15–35 млн т ежегодно или порядка 20–50 млрд м³, что составляет 5–12% от ежегодного потребления природного газа



Экскаватор угольной шахты
Источник: Sopotniccy / depositphotos.com

мого средствами дегазации. В отдельных бассейнах доля используемого метана достигает 80% и более от каптируемого. В основном шахтный метан используется в качестве топлива в котельных, в ряде случаев его применяют для нагрева доменных, мартеновских печей, коксовых батарей и других целей. Каптируемый метан применяется также в качестве добавок в городские газовые сети и в качестве топлива для газовых турбин и двигателей внутреннего сгорания. В последние годы каптированный газ широко используется как топливо для дизельных двигателей (ДВС) генераторов переменного тока, однако стоимость электроэнергии при этом значительно выше, чем на крупных тепловых электростанциях. Основным параметр, определяющий возможные направления его использования – концентрация метана в каптируемом газе. Как моторное топливо он применяется редко из-за сложности поддержания высокого и стабильного содержания метана.

В этих условиях проведение комплексного освоения ресурсов угольных, точнее углегазовых месторождений на основе промышленного использования метана возможно при решении следующих задач:

- разработка и использование способов извлечения метана из угольных пластов с обеспечением необходимого коэффициента эффективности дегазации;

- разработка способов и технических средств подготовки извлекаемого газа в соответствии с требованиями промышленных потребителей.

Первая задача имеет длительную историю в теории и практике дегазации угольных шахт. Проведенный перспективный анализ способов дегазации показал, что с учетом ухудшения горно-геологических условий и роста нагрузки на очистной забой, к наиболее перспективным относятся способы, предусматривающие проведение воздействий на угольные пласты с целью повышения их проницаемости или использующие эффект разгрузки газоносного углеродного массива. Вторая задача не является традиционной для угольной промышленности, а учитывая относительно низкие дебиты газа, нестабильность компонентного состава и дебита, опыт газоподготовки газовой промышленности может быть использован в незначительном объеме. Хотелось бы подчеркнуть, что в области промышленного использования метана, извлекаемого при разработке угольных пластов, в странах СНГ (Россия, Казахстан и др.) образовался большой разрыв между практикой и полученными научными результатами. Проект РНФ, выполняемый в НИТУ МИСИС, ставит своей задачей сокращение этого разрыва.

Свалочный газ (современное состояние и перспективы). Свободное распространение биогаза приводит к загрязнению

Свалка на полигоне «Кучино» Московской области
Источник: sergioz / depositphotos.com



По своему компонентному составу газ, содержащийся в угольных пластах на глубинах более 400 м, соответствует природному газу, в котором содержание метана составляет примерно 95–99%

атмосферы прилегающих территорий, токсичными и дурно пахнущими соединениями. Выделяемые свалками газы содержат огромное количество токсичных и вредных веществ, крайне опасных для здоровья и жизни людей. Добыча и утилизация биогаза на полигоне может решить экологические проблемы посредством предотвращения выбросов метана в атмосферу.

В зависимости от этапа жизненного цикла объекта захоронения отходов и факторов, влияющих на эмиссию свалочного газа, полигоны ТКО можно разделить на следующие группы:

- необорудованные (стихийные) свалки, закрытые к настоящему времени, т. е. находящиеся на пострекультивационном этапе;
- необорудованные полигоны, на стадии эксплуатации или подлежащие рекультивации в ближайшее время;
- санитарные полигоны на стадии эксплуатации;
- санитарные полигоны на инвестиционном этапе (в стадии проектирования, строительства, ввода в эксплуатацию).

В Российской Федерации реализованных проектов по утилизации свалочного газа с использованием его энергетического потенциала очень мало. Среди наиболее известных можно выделить: полигон «Ядрово» Московской области площадью 10 га, производит 1400 м³/ч свалочного газа, который сжигается в факеле; полигон «Кучино» Московской области площадью 50 га производит 2500 м³/ч свалочного газа, который подается на теплоэлектростанции, а излишки сжигаются в факеле; полигон «Преображенка» Самарской области, площадь газосбора составляет 6000 м², объемы свалочного газа 245 м³/ч,

Общее число полигонов и учтённых свалок в России достигает 866, общее количество ежегодно размещаемых отходов – 122,4 млн м³, или 24,6 млн т, количество накопленных отходов – 354 млн т

который подаётся на теплоэлектростанции, а излишки сжигаются в факеле [17].

Главным критерием успеха реализации проекта по созданию системы сбора и утилизации биогаза, является предварительная оценка потенциала газообразования на полигоне. От качества проведённой оценки напрямую зависят техническая реализация проекта и его экономические показатели.

С целью оценки метанового потенциала полигонов и свалок ТКО в России была выполнена их инвентаризация и создана база данных, включающая следующую информацию: наименование, местоположение, год начала эксплуатации, год закрытия или планируемого закрытия, размеры (площадь, высота или глубина), наличие/отсутствие природоохранных сооружений, объём и масса ежегодно размещаемых отходов, объём и масса накопленных отходов, владелец и его контактная информация, расчётная оценка количества образующегося свалочного газа и метана. Информация получена из официальных источников, включая региональные управления Росприроднадзора, Ростехнадзора, департаменты природопользования при областных администрациях, комитеты охраны окружающей среды при местных администрациях, а также в результате опроса владельцев свалок и анализа опубликованной информации.

Общее число полигонов и учтённых свалок – 866, общее количество ежегодно размещаемых отходов – 122,4 млн м³, или 24,6 млн т, количество накопленных отходов – 354 млн т.

На основании собранной информации выполнено ранжирование свалок по площади, количеству поступающих и количеству накопленных отходов. В результате

ранжирования выявлены крупные свалки, наиболее подходящие для реализации проектов по извлечению метана.

Результаты расчётов показали, что общий объём свалочного газа на полигонах и учтённых свалках составил 1715 млн м³ в год, содержащегося в нем метана – 858 млн м³ в год. На 118 учтённых свалках (14% общего числа) образуется 75% метана. Наибольшие объёмы метана (9–30 млн м³ в год, или 1027–3424 м³/ч) образуются на 19 самых крупных свалках с объёмом поступающих отходов более 250 тыс. т.

Известно, что метан экономически целесообразно использовать в качестве энергоносителя для получения тепловой и/или электрической энергии при его образовании в количестве 600–800 м³/ч. Установлено, что такой потенциал имеют 34 свалки [19].

Проведённый анализ показал, что российские свалки обладают значительным потенциалом метана. В последние годы в России появилась тенденция закрытия старых свалок и открытия новых полигонов, выполненных по проекту. В связи с этим целесообразно организовать извлечение метана на закрываемых свалках и начать проектирование систем дегазации на новых полигонах.

Строительство полигонов ТКО ведётся преимущественно по проектам, разработанным на основе устаревшей нормативной базы и не обеспечивающим экологическую безопасность полигона, в том числе

АО «Новомосковская акционерная компания Азот»
Источник: Бионышева Елена / sdelanounas.ru



сбор и очистку фильтрата, дегазацию тела полигона и утилизацию биогаза. В связи с этим необходимо ориентироваться на оптимизацию использования ресурсного потенциала биогаза.

В проблеме оптимизации использования биогаза полигона ТКО выделяются несколько взаимосвязанных задач, в том числе:

- наиболее полный отбор БГ (в % от его генерации) с целью утилизации;
- наиболее эффективное преобразование собранного БГ в энергию;
- оптимальное использование потенциальной мощности ГЭУ;
- обеспечение экономической эффективности утилизации БГ.

Приемы, способствующие решению задачи наиболее полного отбора БГ:

- 1) технологические, направленные на максимизацию удельного газового потенциала на единицу площади:
 - формирование тела полигона небольшими по площади секциями на максимально возможную высоту с обеспечением темпов наращивания по высоте более 2 м в год;
 - применение тяжелой уплотнительной техники с достижением плотности укладки 1000 кг/м³.
- 2) технологические, направленные на минимизацию потерь биогаза с его эмиссией через поверхность массива отходов:
 - применение для устройства промежуточной пересыпки и верхнего защитного покрытия грунтов или иных материалов с низкой проницаемостью;
 - возможно более раннее (до окончания заполнения секции) начало отбора БГ;
 - выбор оптимальной схемы газового дренажа (вертикальный или горизонтальный);
 - оптимизация размещения газодренажных скважин по площади на основе расчета газового дренажа.
- 3) технические решения – использование газодренажных скважин восстанавливающего типа и дренажной системы фильтрата в основании полигона для отбора на утилизацию БГ с начала его образования.

Сценарии эмиссии метана в экономике России

На рис. 7 представлена историческая динамика базовых показателей развития основных отраслей – источников выбросов метана в атмосферу, а также сценарии их развития на период до 2060 г., сформированных по последним стратегическим документам.

Последние годы, наполненные важными геополитическими событиями, существенно повысили неопределенность путей развития отечественной экономики. В результате наблюдается широкий спектр оценок будущей динамики различных показателей – от численности населения до объемов производства топливно-энергетических ресурсов.



Завод «Щекиноазот»
Источник: gures.ru

По результатам анализа стратегических программ развития энергетики [12, 26] и сельского хозяйства [27], а также различных демографических прогнозов ООН [28] и Росстата [29] были сформированы два предельных сценария динамики основных показателей, определяющих выбросы метана в экономике России. Их источники представлены в таблице 2, а динамика самих показателей – на рис. 7.

На основе анализа приведенной выше международной информации были сформированы следующие группы мероприятий по снижению выбросов метана на территории России и их целевые показатели:

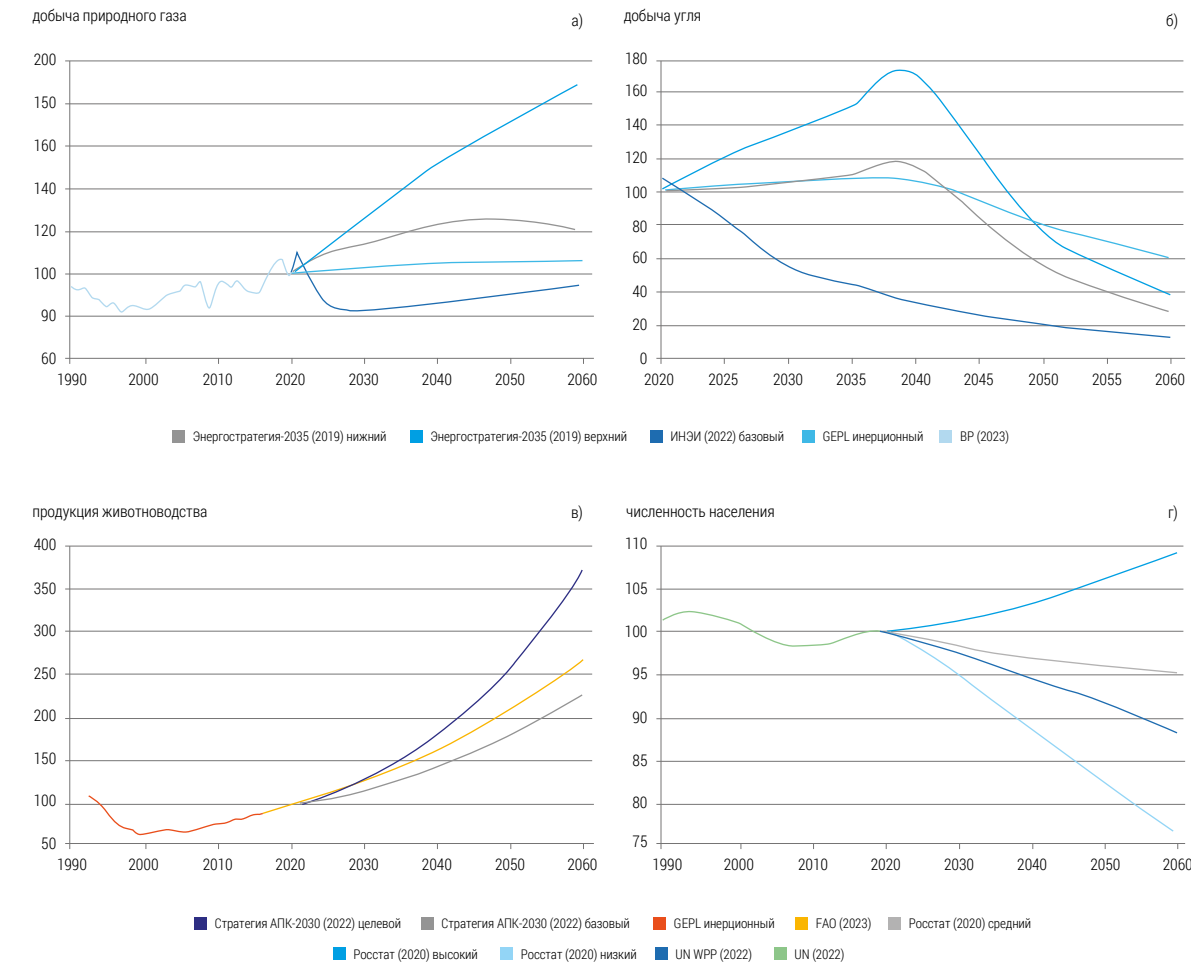


Рис. 7. Сценарии изменения показателей развития газовой (а) и угольной (б) отраслей энергетики, животноводства (в) и обращения с отходами (г), в % от уровня 2020 г.

- утилизация 15% шахтного метана («уголь 15%»);
- утилизация 25% свалочного газа («отходы 25%»);
- утилизация 35% биогаза от отходов сельского хозяйства («био 35%»).

Интенсификация экологической эффективности газовой промышленности России в настоящей работе не рассматривается, так как ее официальные показатели удельных выбросов (менее 5% добываемого природного газа) на порядок ниже, чем в других крупнейших газодобывающих странах (Норвегия, США) [30].

В зависимости от принятых сценариев развития основных отраслей – эмитентов

метана, источники данных для которых приведены в таблице 2, были рассчитаны объемы выбросов этого парникового газа в 2020–2060 гг.

На рис. 8 показана эволюция удельных выбросов метана из различных источников для инерционного (сохраняющего тенденции последних десятилетий) и интенсивного (предполагающего реализацию дополнительных мероприятий по утилизации метановых выбросов) экологических сценариев.

На рис. 9 и в таблице 3 приведено сравнение возможных объемов сокращения выбросов метана за счет реализации меро-

Таблица 2. Источники «низкого» и «высокого» сценариев развития отраслей – основных эмитентов метана

Сценарий / отрасль	Население	Животноводство	Добыча газа	Добыча угля
Низкий	UN (2022) medium	АПК-2030 (2022) базовый	ИНЭИ (2022) базовый	ИНЭИ (2022) базовый
Высокий	Росстат (2021) средний	АПК-2030 (2022) целевой	ЭСР-2035 (2019) нижний	ЭСР-2035 (2019) нижний

Сценарии		Ед.	2020	2030	2040	2050	2060
отраслей	утилизации метана						
низкий	инерционный	млн т	11,8	9,4	8,4	7,1	6,1
		% к 2020 г.	100%	79%	71%	60%	51%
	интенсивный	млн т	11,8	8,9	7,5	5,9	4,7
		% к 2020 г.	100%	75%	64%	50%	39%
высокий	инерционный	млн т	11,8	11,6	11,3	9	7,6
		% к 2020 г.	100%	98%	96%	76%	64%
	интенсивный	млн т	11,8	11,1	10,2	7,6	5,8
		% к 2020 г.	100%	94%	86%	64%	49%

Таблица 3. Суммарные выбросы метана (без ЗИЗЛХ) на территории России в 2020–2060 гг. по инерционному и интенсивному сценариям

приятий для этих групп. По инерционному сценарию суммарное снижение составит около 2 млн т CH₄ или 50 млн т CO₂-экв./год, утилизация метана угольных шахт, полигонов ТКО и сельскохозяйственных отходов обеспечит дополнительное эквивалентное уменьшение выбросов этого парникового газа в масштабе примерно 25 млн т CO₂-экв./год.

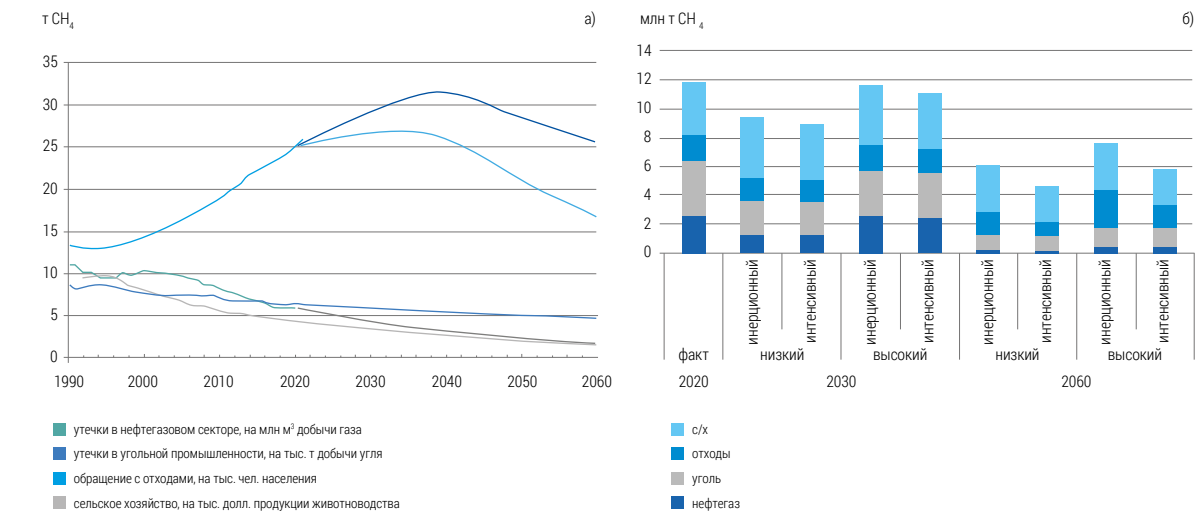
Как видно из данных в таблице 3, для обоих сценариев развития рассматриваемых отраслей отечественной экономики ни в инерционном, ни даже в интенсивном экологических сценариях у России нет возможностей снизить к 2030 г. выбросы метана на 30% по сравнению с уровнем 2020 г., т. е. выполнить условие, заданное Глобальным соглашением по метану.

При благоприятных вариантах развития экономики в зависимости от экологического сценария оно выполняется лишь к 2045 или 2055 гг., а при реализации депрессивных вариантов – к 2035 и 2040 гг.

Выводы

1. Коммунальные и сельскохозяйственные отходы становятся в России главными источниками поступления метана в атмосферу, опережая энергетический сектор.
2. Россия не располагает реальными возможностями присоединиться к Глобальному соглашению по метану.
3. Для России приоритетными направлениями снижения выбросов парниковых газов могут быть комплекс-

Рис. 8. Выбросы метана из основных антропогенных источников на территории России по инерционному и интенсивному сценариям (а – удельные показатели; б – валовые)



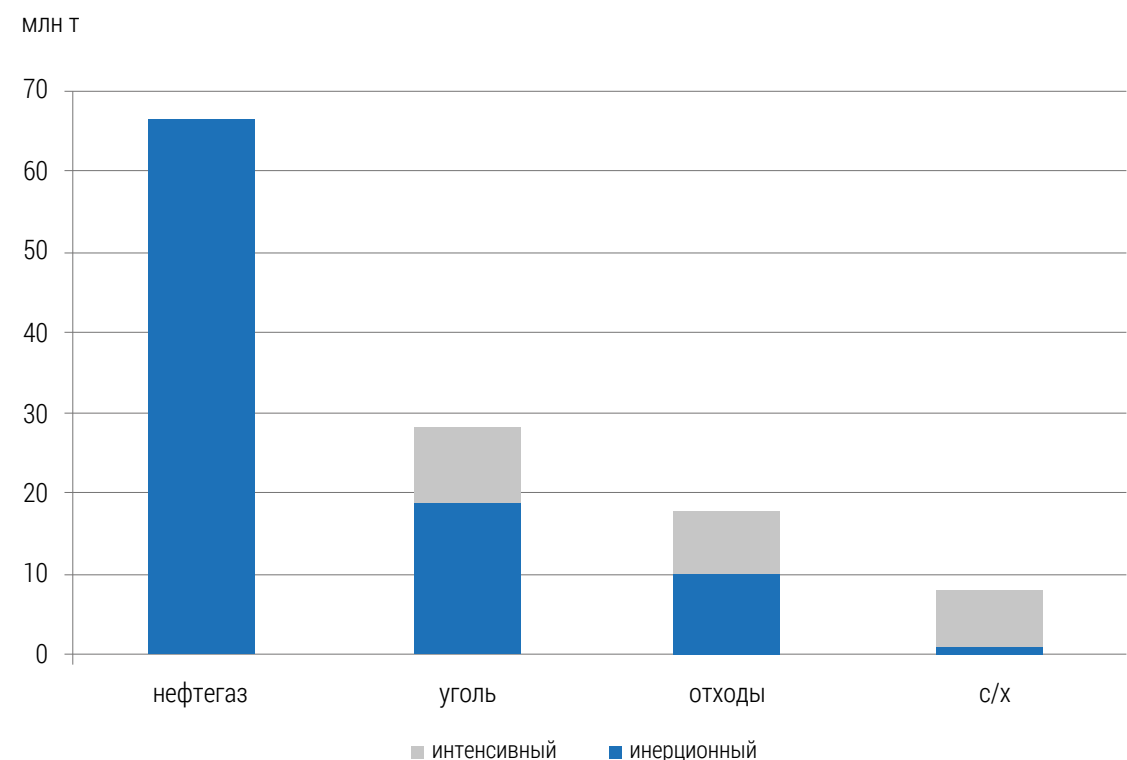


Рис. 9. Снижение выбросов метана к 2060 г. (относительно уровня 2020 г.) за счет ожидаемых мероприятий в различных отраслях в инерционном и интенсивном сценариях

Использованные источники

1. Клименко В.В., Безносова Д.С., Терешин А.Г. Есть ли будущее у Киотского протокола? // Теплоэнергетика. 2006. № 5. С. 2–9.
2. Rogelj J., Nabel J., Chen C., Hare W., Markmann K., Meinshausen M., Schaeffer M., Macey K., Höhne N. Copenhagen Accord pledges are paltry // Nature. 2010. Vol. 464. No. 7292. P. 1126–1128.
3. Клименко В.В., Микушина О.В., Терешин А.Г. Парижская конференция по климату – поворотный пункт в истории мировой энергетики // Доклады Академии наук. 2016. Т. 468, № 5. С. 521–524. DOI: 10.7868/S0869565216170102
4. Клименко В.В., Клименко А.В., Микушина О.В., Терешин А.Г. Избежать потепления на 2°C – миссия невыполнима // Теплоэнергетика. 2016. № 9. С. 3–8. DOI: 10.1134/S0040363616090022
5. Клименко В.В., Микушина О.В., Терешин А.Г. Глазо-2021: трудная дорога к цели в 1.5°C // Доклады Российской академии наук. Физика, технические науки. 2022. Т. 505. С. 50–56. DOI: 10.31857/S2686740022040046
6. Climate Change 2021. The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change / Masson-Delmotte, V., P. Zhai, A. Pirani, S.L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M.I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J.B.R. Matthews, T.K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekci, R. Yu, and B. Zhou (eds.). Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. DOI: 10.1017/9781009157896.
7. Центр климатических исследований Университета Восточной Англии (CRU). – URL: <http://www.cru.uea.ac.uk/cru/data/temperature/> (дата обращения 01.12.2022).
8. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990–2021 гг. (ч. 1) М.: Росгидромет, 2023.
9. Climate Change 2013. The Physical Science Basis. Contribution of Working Group 1 to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change / Edited by T. F. Stocker, D. Qin, G.-K. Plattner, M. M. B. Tignor, S. K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex, P. M. Midgley. Cambridge, UK and New York, NY, USA: Cambridge University Press, 2013.
10. Клименко В.В., Клименко А.В., Терешин А.Г. От Рио до Парижа через Киото: как усилия по охране глобального климата влияют на развитие мировой энергетики // Теплоэнергетика. 2019. № 11. С. 5–15. DOI: 10.1134/S004036361911002X
11. BP Statistical Review of World Energy 2023. London: BP p.l.c., 2023. 58 p.
12. Энергетическая стратегия России на период до 2035 г. Утв. Расп. Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р.
13. Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации с низким уровнем выбросов парниковых газов до 2050 года. Утв. Расп. Правительства РФ от 29 октября 2021 г. № 3052-р.
14. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990–2009 гг. (ч. 1) / Научн. рук. Израэль Ю.А. М.: Росгидромет, 2011.
15. Национальный доклад о кадастре антропогенных выбросов из источников и абсорбции поглотителями парниковых газов, не регулируемых Монреальским протоколом, за 1990–2015

- гг. (ч. 1) М.: Росгидромет, 2017.
16. Emissions Database for Global Atmospheric Research (EDGAR), release EDGAR v6.0_GHG (1970–2018) of May 2021. European Commission, Joint Research Centre (EC-JRC)/Netherlands Environmental Assessment Agency (PBL). – URL: <https://edgar.jrc.ec.europa.eu>
17. CAIT Climate Data Explorer. Washington, DC: World Resources Institute, 2022.
18. Мазаник Е.В., Могилева Е.М., Коликов К.С. Использование шахтного метана: современное состояние, задачи и перспективы развития // Горная промышленность. 2014. № 1 (113). С. 59–64.
19. Харионовский А.А., Данилова М.Ю. Использование угольного метана – важный фактор производственной и экологической безопасности угольных шахт (обзор) // Экология промышленного производства. 2018. № 1 (101). С. 60–70.
20. Поздеев Е.Э., Комиссаров И.А. Международный опыт утилизации и перспективы использования дегазационного метана в условиях АО «СУЭК-Кузбасс» // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2021. № 3 (123). С. 61–65.
21. Забурдаев В.С. Способы и параметры интенсивного извлечения метана из угольных пластов // Безопасность труда в промышленности. 2020. № 9. С. 13–17. DOI: 10.24000/0409-2961-2020-9-13-17
22. Архипов И.А. Анализ технологий извлечения метана угольных пластов // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2020. № 6-1. С. 204–211. DOI: 10.25018/0236-1493-2020-61-0-204-211.
23. Нефедьев Н.Б. Организационно-методические вопросы оценки количеств парниковых газов на российских полигонах ТБО // Коммерческое использование свалочного газа: Матер. 5-го Междунар. конгр. «Вэйстэк-2007». Москва, 28–29 мая 2007 г.
24. Вострецов С.П. Оптимизация использования биогаза полигонов ТКО // Твердые бытовые отходы. 2017. № 9 (135). С. 42–45.
25. Апажев А.К., Шекихачев Ю.А. Инновационные технологии и техника утилизации отходов животноводства // Известия Кабардино-Балкарского государственного аграрного университета им. В.М. Кокова. 2021. № 3 (33). С. 79–83.
26. Исследование направлений и системы мер по управлению посткризисным восстановлением энергетики России. Отчет о НИР. М.: ИНЭИ РАН, 2022.
27. Стратегия развития агропромышленного и рыбохозяйственного комплексов до 2030 года (утв. Расп. Правительства РФ от 8 сентября 2022 года №2567-р).
28. World Population Prospects 2022. New York: United Nations, Department of Economic and Social Affairs, Population Division, 2022.
29. Предположительная численность населения Российской Федерации до 2035 года. М.: Росстат, 2021.
30. Аксютин О.Е., Ишков А.Г., Романов К.В., Недзвецкий М.Ю., Эдер Л.В., Пыстина Н.Б., Косолапова Е.В. Устойчивое развитие ПАО «Газпром» в условиях низкоуглеродной трансформации мировой экономики // Наука и техника в газовой промышленности. 2021 № 3. С. 5–14.

Строительство полигонов ведется по проектам, разработанным на основе устаревшей нормативной базы и не обеспечивающим экологическую безопасность, в том числе дегазацию и утилизацию биогаза

ные мероприятия, климатический эффект которых сопровождается расширением топливной базы отечественной энергетики, экономией природных ресурсов, ростом промышленной безопасности и повышением качества окружающей среды: использование технологий улавливания и утилизации шахтного метана и свалочного газа, производство биогаза из отходов сельского хозяйства.

Работа выполнена в НИТУ «МИСИС» при поддержке Российского научного фонда (проект № 23-19-00398). В работе использованы данные Федеральной службы по гидрометеорологическому мониторингу (Росгидромет, www.meteo.ru), Статистической службы ООН (UN, <https://data.un.org/>), Рамочной конвенции ООН по изменению климата (РКИК ООН, <https://unfccc.int/>), компании British Petroleum (BP, <https://www.bp.com>), базы данных для глобальных исследований атмосферы Европейской Комиссии EDGAR (<https://edgar.jrc.ec.europa.eu>), Информационно-аналитического центра по диоксиду углерода США (CDIAC, <http://cdiac.ornl.gov>), МГЭИК (<http://www.ipcc.ch>), Национальной службы по атмосфере и океану США (NOAA/ESRL, <ftp://aftp.cmdl.noaa.gov/products/trends/>), Центра климатических исследований Университета Восточной Англии (CRU, <http://www.cru.uea.ac.uk/cru/data/temperature/>), Организации ООН по лесному и сельскому хозяйству (FAO, <http://www.fao.org/faostat/en/#data>), базы данных по эмиссии парниковых газов Института мировых ресурсов (CAIT, <https://www.wri.org/data/cait-climate-data-explorer>).



Площадь Конгресса в Буэнос-Айресе, Аргентина

Источник: AnibalTrejo / depositphotos.com

УДК 327, 620.9

DOI 10.46920/2409-5516_2023_11190_74

EDN: LRFFZW

Аргентина меж двух огней

Argentina on the fault line

Валерий АНДРИАНОВ

Доцент Финансового университета
при Правительстве РФ, эксперт
аналитического центра «ИнфоТЭК»
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Valery ANDRIANOV

Associate professor at the Financial University
under the Government of the Russian Federation,
expert at the «InfoTEK» analytical center
E-mail: anna.gorshik@yandex.ru

Кебрада-де-Кафаяте Сальта, Аргентина

Источник: sunsinger / depositphotos.com



Аннотация. Статья подробно раскрывает расстановку политических сил в Аргентине накануне выборов президента страны. Автор анализирует энергетический сектор страны и приводит возможные сценарии развития ТЭК Аргентины по итогам президентских выборов. При этом акцент сделан на возможность вхождения Аргентины в БРИКС и ее сотрудничество с Россией.

Ключевые слова: Аргентина, выборы президента, добыча сланцевой нефти, инфляция, добыча газа, строительство трубопроводов.

Abstract. The article reveals in detail the alignment of political forces in Argentina on the eve of the country's presidential elections. The author analyzes the country's energy sector and provides possible scenarios for the development of Argentina's fuel and energy complex based on the results of the presidential elections. At the same time, the emphasis is on the possibility of Argentina joining BRICS and its cooperation with Russia.

Keywords: Argentina, presidential elections, shale oil production, inflation, gas production, pipeline construction.

//

**В 2022 г. производство
нефти с газовым
конденсатом в стране
составляло 582 тыс. б/с,
что на 13,4% больше,
чем годом ранее**

сов избирателей. Его главный соперник, кандидат от правящей коалиции, министр экономики Серхио Томас Масса набрал в первом туре 36,7% голосов.

Президентские выборы 2023 г. как минимум на ближайшие четыре года определяют как контуры внутренней и внешней политики Аргентины, так и вектор ее экономического развития. Не исключением станет и нефтегазовый комплекс, его будущее зависит от того, продолжится ли курс нынешнего правительства с опорой на плотный государственный контроль и национальные компании, или же ставка будет сделана на развитие частной инициативы и широкое привлечение иностранных инвесторов.

Лидер роста добычи

Аргентина осенью 2023 г. выбирает президента страны: первый тур состоялся 22 октября, второй тур запланирован на 19 ноября. В отличие от предшествующих, выборы 2023 г. уже можно назвать самыми нетривиальными и непредсказуемыми. В традиционное противостояние двух политических кланов – перонистов и сторонников неолиберальной политики – вмешалась и третья сила в лице правого популиста Хавьера Херардо Милея от партии. Ему удалось заручиться предварительной поддержкой наибольшего числа избирателей, разочарованных в двух традиционных политических флангах. Однако, несмотря на нестандартный подход и всю популистскую риторику, ко второму туру ему удалось заполучить лишь 30% голо-

По итогам 2022 г. Аргентина заняла первое место в мире по темпам прироста нефтедобычи. Согласно данным обзора Energy Institute (который с 2023 г. заменил традиционный BP Statistical Review of World Energy), в прошлом году производство нефти (с газовым конденсатом) в стране составляло 582 тыс. барр./сут., что на 13,4% больше, чем годом ранее (514 тыс. барр./сут.). В целом же за последнее десятилетие нефтяная отрасль Аргентины продемонстрировала неравномерную динамику: в 2012 г. в стране добывалось 549 тыс. б/с, затем, в 2017–2018 гг., обозначился существенный спад (в среднем 480–490 тыс. барр./сут.). Впоследствии показатели не только вернулись на прежние уровни, но и установили исторический рекорд.



Рис. 1. Сланцевый бассейн Vaca Muerta

Источник: официальный сайт Правительства Аргентины. –
URL: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/vaca-muerta/mapas>

Потребление жидких углеводородов в стране в прошлом году составило 711 тыс. б/с (на 8,1% больше, чем годом ранее), то есть примерно на 22% превысило объемы добычи нефти и конденсата. Но с учетом производства жидких углеводородов из природного газа (123 тыс. б/с), страна практически вышла на уровень самообеспечения.

Впечатляющие результаты в 2023 г. Аргентина получила и в газовой сфере: добыча «голубого топлива» возросла на 7,7%, до 41,6 млрд м³. И здесь отставание от потребления (45,7 млрд м³) не слишком значительное – около 10% [1].

Вместе с тем, Аргентина вынашивает планы по значительному наращиванию производства углеводородного сырья. На какие же проекты при этом делается ставка и как на их реализацию может повлиять «большая политика»?

Газ «Мертвой коровы»

Согласно данным BP Statistical Review of World Energy, доказанные запасы нефти в Аргентине по состоянию на конец 2020 г. составляли 2,5 млрд барр. или 300 млн т (начиная с 2022 г. BP прекратила публикацию в своих отчетах сведений по запасам). Это эквивалентно всего 0,1% от общемирового объема и достаточно для обеспечения добычи на текущем уровне на протяжении лишь 11 лет. Запасы газа были оценены в 400 млрд м³ (0,2% мировых, период обеспеченности – 10 лет).

Однако Аргентина относится к числу стран, располагающих значительными перспективными запасами нетрадиционных углеводородов. Основная их доля сконцентрирована в обширном сланцевом бассейне Vaca Murta (в переводе с испанского – «Мертвая корова»).

Геологическая формация Vaca Muerta расположена на площади около 30 тыс. кв км в четырех провинциях страны: Неукен, Рио Негро, Ла Пампа и Мендоса (см. рис. 1). Первые геологоразведочные работы на данной территории были осуществлены еще в 1920-х гг. по заказу Standard Oil of California (ныне Chevron). А спустя 90 лет к детальному исследованию данного бассейна приступила аргентинская нефтегазовая компания YPF (Yacimientos Petrolíferos Fiscales). К началу 2010-х гг. был проведен комплекс работ, который позволил оценить ресурсный потенциал

данного бассейна в 927 млн барр. нефтяного эквивалента (около 130 млн т н. э.), из которых 741 млн барр. н. э. (104 млн т н. э.) приходится на нефть, а остальное на газ. А по оценкам Управления энергетической информации Министерства энергетики США (EIA DOE), сделанным в 2013 г., нефтяные ресурсы Vaca Muerta достигают 27 млрд барр. н. э. (3,78 млрд т н. э.), что в десять с лишним раз превышает аргентинские запасы «традиционной» нефти. А объемы сланцевого газа в недрах данного бассейна позволяют Аргентине занять второе место в мире по запасам этого вида энергоресурса, сместив с этой позиции США [2].



Месторождение в бассейне Vaca Muerta
Источник: seetao.com

Сегодня разработкой месторождений в бассейне Vaca Muerta занимается около 30 предприятий из разных стран мира. По данным Forbes Argentina, в декабре прошлого года сланцевые кладовые «Мертвой коровы» обеспечили добычу 282,4 тыс. б/с (на 32,9% больше, чем годом ранее), это эквивалентно примерно 45% всего производства «черного золота» в стране. Еще большие надежды связаны с газом, уже сегодня данный сланцевый бассейн обеспечивает 65% национальной газодобычи. В перспективе газ из Vaca Muerta планируется поставлять не только внутренним потребителям, но и в соседние Чили и Бразилию, а также в виде СПГ на другие рынки [3].

Правительство страны активно стимулирует освоение этой нефтегазоносной провинции. В 2020 г. был принят план развития производства природного газа в Аргентине (El Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino), более известный как Plan Gas.Ar и рассчитанный до 2024 г. [4]. Его цель – полное обеспечение «голубым топливом» внутреннего рынка. Реализация данного плана предполагает проведение тендерных раундов, в ходе которых потребители выставляют заявки на необходимые им объемы газа, а компании-производители обязуются поставлять данные объемы. В период 2000–2022 гг. прошли пять таких раундов (фаз проекта), что позволило придать мощный импульс развитию газовой промышленности страны.

«Мне кажется очень важным, что мы, достигнув самообеспечения нефтью, одновременно начинаем работы по созданию инфраструктуры, которая даст нам возможность добиться самообеспечения газом к 2024–2025 гг. Это позволяет нам выйти на внешние рынки и получать валюту от экспорта (энергоресурсов)», – заявил губернатор провинции Неукен Омар Гутьеррес на церемонии, посвященной завершению 4-й и 5-й фаз проекта.

Учитывая успешность проекта Plan Gas.Ar, возникла необходимость его пролонгации. В 2022 г. в него были внесены поправки, которые, в частности, предполагают ввод в действие Плана перестроения и стимулирования федеральной добычи углеводородов, внутреннего самообеспечения, экспорта, импортозамещения и расширения транспортной системы для всех углеводородных бассейнов страны на 2023–2028 гг. (Plan de Reaseguro y Potenciación de la Producción Federal de Hidrocarburos, el autoabastecimiento

Потребление ЖУВ в стране в 2022 г. выросло на 8,1%, до 711 тыс. б/с, превысив объемы добычи на 22%. Но с учетом производства ЖУВ из газа страна практически вышла на уровень самообеспечения



Порт в Буэнос-Айресе

Источник: DanFLCreativo / depositphotos.com

interno, las exportaciones, la sustitución de importaciones y la expansión del sistema de transporte para todas las cuencas hidrocarburíferas del país 2023–2028) [5].

Пока что основным фактором, сдерживающим освоение бассейна Vaca Mueta, остается ограниченность транспортной инфраструктуры. Что касается нефти, то здесь в первую очередь необходимо реанимировать проект Трансандского трубопровода, по которому сырье могло бы перекачиваться в тихоокеанские порты Чили (пропускная способность – 160 тыс. барр./сут). А на атлантическом направлении требуется расширить трубопроводную систему Oleoductos del Valle протяженностью 1700 км, соединяющую «Мертвую корову» с прибрежным городом Пуэрто Росалес [6].

Одновременно ведется сооружение крупнейшего в стране газопровода им. Нестора Киршнера (президент страны в 2003–2007 гг.) от сланцевого бассейна Vaca Muerta до центральных регионов страны (первая фаза, 573 км) и далее на север до границы с Бразилией (вторая фаза, 467 км). Пропускная способность первой очереди – 21 млн м³ в сутки, второй – 20 млн м³ в сутки [7].

Не коровой едины

Однако перспективы нефтегазовой промышленности Аргентины связаны не только с Vaca Murta, но и с другими регионами и бассейнами. Прежде всего необходимо отметить, что в стране имеется еще один крупный перспективный сланцевый бассейн – Palermo Aiken, расположенный

на самом юге страны, в штате Санта-Крус. Его ресурсы оцениваются в 130 трлн кубических футов (около 3,6 трлн м³) газа и 6,6 млрд барр. нефти, что эквивалентно почти трети ресурсного потенциала «Мертвой коровы». Как заявил президент Аргентинского института нефти и газа (IAPG) Эрнесто Лопес Анадон, данный южный бассейн «очень обширен, и, хотя в нем было проведено много геологоразведочных работ, многое еще предстоит изучить». «Если в бассейне Vaca Muerta высокая продуктивность уже доказана, то здесь нужно начинать практически с нуля», – подчеркнул эксперт [8].

В мае нынешнего года YPF подписала соглашение с Compañía General de Combustibles о бурении первой разведочной скважины в данном бассейне. Прогнозируется, что запасы сланцевой нефти там могут составить около 10 млрд барр. н. э. [9]. В стране имеется и еще ряд сланцевых геологических формаций, к которым активно присматривается YPF.

Большие возможности для нефтегазовых компаний открываются и на аргентинском шельфе. Речь идет, в первую очередь, о проекте Argerich, который реализуют корпорации Equinor, Shell и YPF. Данный блок имеет площадь 15 тыс. км² и расположен на глубоководье в северной части аргентинского шельфа. На данном участке были проведены сейсмические исследования 2D и 3D и сейчас планируется бурение первой в стране глубоководной скважины (на глубине воды 1527 м и на 4 км от поверхности дна). В случае обнаружения коммерчески значимых запасов углеводородов будет

Штаб-квартира нефтегазовой корпорации YPF

Источник: commons.wikimedia.org



Аргентина относится к странам, располагающим значительными перспективными запасами нетрадиционных углеводородов. Основная их доля сконцентрирована в обширном сланцевом бассейне Vaca Murta

разработан план эксплуатационного бурения на данном блоке. По предварительным прикидкам специалистов YPF, для разработки нефтяных запасов данного блока может быть задействована плавучая установка (FPSO) мощностью 200 тыс. б/с, а транспортировка может осуществляться с использованием челночных танкеров. При этом извлеченный из недр попутный газ, скорее всего, будет закачиваться обратно в пласт, а также применяться для выработки электроэнергии на платформе.

Но, напомним, запасы блока Argerich пока не оценены и даже не подтверждены. Это, впрочем, не мешает и экспертам, и властям страны излучать оптимизм по поводу данного проекта.

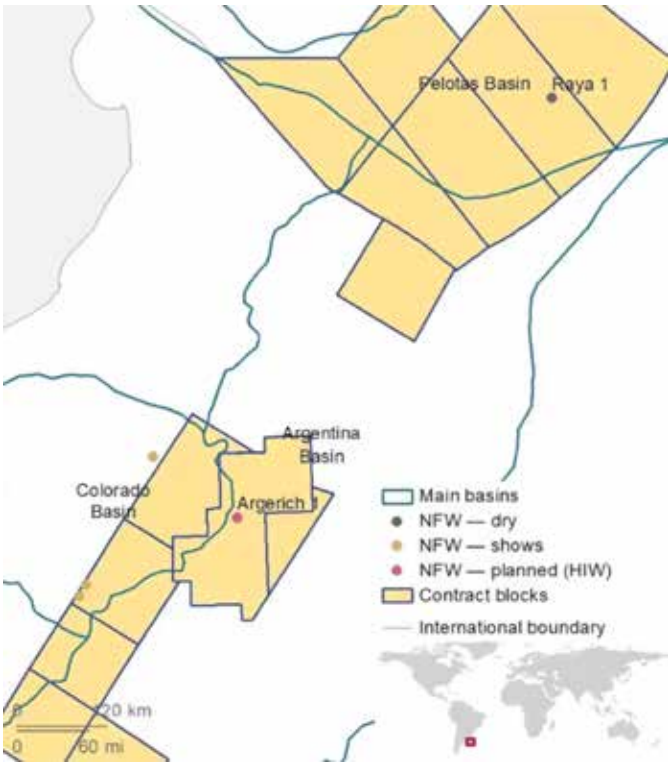
«Большие надежды, возлагаемые на Argerich, в значительной степени основаны на недавнем успехе глубоководных исследований в суббассейне Orange у берегов Намибии, где были обнаружены месторождения Venus, Graff и Jonker. Открытие за последние два года извлекаемых запасов объемом более 6 млрд н. э. на южной окраине Африки вновь вызвало интерес к прибрежной окраине Южной Атлантики. За последние четыре года международные нефтяные корпорации и независимые компании занялись исследованием объектов в бассейнах Аргентина, Колорадо и Пелотас у побережья Аргентины и Уругвая (см. рис. 2). Total Energies, Shell и QatarEnergy добились успеха в глубоководных районах южной Намибии и в настоящее время присутствуют в бассейнах атлантического побережья Латинской Америки», – отмечают аналитики S&P Global [10].

В свою очередь, министр энергетики Аргентины Флавия Район заявила, что этот проект может изменить историю компании YPF и страны в целом, а его влияние на не-

В декабре 2022 г. запасы «Мертвой коровы» обеспечили добычу 282,4 тыс. б/с, что на 32,9% больше, чем в 2021 г. Это эквивалентно примерно 45% всего производства «черного золота» в стране

фтегазовую отрасль может быть сопоставимо с влиянием сланцевого плea Vaca Muerta. За счет разработки данного блока текущая добыча нефти в стране может удвоиться. «Сегодня в этом северном бассейне мы находимся на стадии разведки, но помните, что аргентинский шельф осваивается более 40 лет, 17% нашего газа поступает с морских месторождений, расположенных в южной акватории. Так что это не новая деятельность для Аргентины», – сказала Ф. Ройон. Она также отметила, что освоение шельфовых месторождений

Рис. 2. Бассейны Аргентина, Колорадо и Пелотас на шельфе Аргентины и Уругвая



должно привести к созданию более 30 тыс. новых рабочих мест и к обеспечению притока иностранной валюты. Поэтому, как подчеркивает министр, реализация офшорных проектов «приобретает важный, неотложный и стратегический характер» [11].

Говоря об уже имеющемся успешном опыте освоения аргентинского шельфа, министр имела ввиду ряд проектов, которые реализует в районе Огненной Земли международный консорциум в составе TotalEnergies (оператор, доля – 37,5%), WintershallDea (37,5%) и Pan American Sur (25%). Консорциум управляет концессией Cuenca Marina Austral 1 (CMA-3), которая включает в себя береговые месторождения Ara и Cañadon Alfa, а также морские месторождения Hidra, Kaus, Carina, Aries, Vega Pleyade и Fenix. В 2016 г. была начата добыча на участке Vega Pleyade (он же проект Estado Nacional). Согласно планам, добыча на этом месторождении должна составить 10 млн м³ газа (70 тыс. барр. н. э. в сутки). В сентябре прошлого года было принято окончательное инвестиционное решение (FID) по блоку Fenix. Ожидается, что добыча на нем начнется в 2025 г. и также составит 10 млн м³ в сутки.

Источник: S&P Global. – URL: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/ci/research-analysis/argerich1-draws-attention-to-deepwater-exploration.html>



Рис. 3. Нефтегазоносные блоки вблизи побережья Огненной Земли

Источник: TotalEnergies. – URL: <https://totalenergies.com/media/news/press-releases/argentina-launch-fenix-offshore-gas-project>

Но надо понимать, что речь идет о долгосрочных планах. В краткосрочной же перспективе, согласно расчетам Министерства энергетики Аргентины, ситуация не столь радужная. Достигнув пика в 2025 г., добыча газа в рамках уже действующих проектов начнет сокращаться (см. таблицу 1). Это означает, что существует необходимость активной реализации новых газовых проектов. В то же время динамика добычи нефти выглядит более оптимистично (см. рис. 2).

Я не справился, я ухожу

Перспективы нефтегазового комплекса Аргентины во многом зависят не только от успешности геологоразведочных и добычных проектов в бассейне Vaca Muerta и на шельфе страны, но и от политических факторов. В последние десятилетия в стране борются два подхода к развитию национальной экономики в целом и нефтегазовой промышленности, в частности. Первый из них представлен так называемыми перонистами (последователями Хуана Доминго Перона, президента страны с 1946 по 1955 гг. и с 1973 по 1974 гг.). Перонизм провозглашает некий третий

путь социально-экономического развития, отличающийся и от капитализма, и от социализма. По сути, это аргентинская модель протекционизма, предполагающая усиление роли государства в экономике и ограничения на экспансию зарубежного капитала. Яркий пример перонистской политики – принятое в 2012 г. решение тогдашнего президента страны Кристины Фернандес де Киршнер о национализации нефтегазовой корпорации YPF путем принудительного выкупа 51% ее акций у испанской Repsol. Данный шаг был воспринят рядом наблюдателей как откровенная экспроприация

Перспективы нефтегазовой промышленности Аргентины связаны не только с Vaca Murta, но и с другими регионами и бассейнами, прежде всего, с перспективным сланцевым бассейном – Palermo Aiken

Предприятие	2024	2025	2026	2027
YPF S.A.	15 134 636	16 242 449	14 433 526	12 806 388
Pan American Energy SL	5 961 739	5 194 718	4 189 477	3 563 179
Tecpetrol S.A.	5 854 014	5 469 669	5 273 364	5 172 922
Pampa Energia S. A.	4 481 881	4 176 165	3 858 608	3 668 630
Total Austral S. A.	5 349 800	6 643 927	5 933 575	5 370 894
Pluspetrol S.A.	4 231 286	5 456 233	5 954 620	5 871 820
Compañía General de Combustibles S. A.	4 041 584	3 376 004	3 066 991	2 462 036
Capex S.A.	919 923	881 327	870 690	820 176
ENAP Sipetrol Argentina S. A.	917 020	808 953	716 385	644 253
Vista Energy Argentina SAU	685 835	960 084	1 067 661	1 186 213
CGC Energia SAU	582 733	595 611	592 028	590 702
Pluspetrol Energy S. A.	260 723	219 086	184 014	154 458
Oilstone Energia S. A.	253 880	211 851	137 777	53 466
Petroquímica Comodoro Rivadavia S. A.	237 169	201 984	174 438	145 456
Petrolera Aconcagua Energia S. A.	227 992	189 817	166 914	151 360
Roch S.A.	197 356	169 075	98 974	0
President Petroleum S. A.	90 404	148 590	212 830	157 846
Chevron Argentina S. R.L.	70 887	65 896	58 902	40 725
Energicon S.A.	57 906	40 094	24 918	17 231
Compañías Asociadas Petroleras S. A.	47 038	46 720	47 908	47 815
Kilwer S.A.	34 900	44 500	34 700	50 800
Patagonia Energy S. A.	20 241	19 102	17 562	14 849
Madalena Energy Argentina SRL	19 040	20 630	3 850	628
Recursos y Energia Formosa S. A.	17 341	15 103	12 713	10 800
San Jorge Petroleum S. A.	14 640	14 640	14 640	14 640
ExxonMobil Exploration Argentina S. R.L.	10 026	131 250	62 943	161 772
Petrolera del Comahue S. A.	8 157	1 567	301	58
Capetrol Argentina S. A.	7 050	4 993	3 937	3 273
Petrolera el Trebol S. A.	2 364	1 988	1 644	1 415
Colhue Huapi S. A.	1 586	1 383	1 184	1 043
Medanito S.A.	1 410	1 132	912	735
Grecoil y Cia. S.R.L.	593	425	305	0
Energia Compañía Petrolera S. A.	207	160	129	108
Jujuy Hidrocarburos SAU	3	3	3	3
Vсero	49 741 365	51 355 128	47 218 424	43 185 693

Таблица 1. Прогноз производства газа в Аргентине по предприятиям, тыс. м³

Источник: URL: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/produccion-de-petroleo-y-gas/pronosticos-de-produccion-de-petroleo-y-gastablas-dinamicas>

и вызвал протесты испанской стороны. Мотивом для такого решения послужил тот факт, что испанская корпорация вкладывала в геологоразведку на территории Аргентины всего 0,2% прибыли YPF. В результате запасы последней сократились на 54% по нефти и на 97% по газу, а добыча катастрофически обвалилась.

Соответственно, второй подход – традиционный неолиберальный, в целом проаме-

риканский, предполагающий ставку на частную инициативу и массовый приток зарубежных капиталов, в первую очередь из США.

Действующий президент Альберто Фернандес принадлежит к левому крылу перонистского лагеря. Напомним, на предыдущих выборах 2019 г. он победил тогдашнего главу государства Маурисио Макри, являющегося адептом неолиберальных идей. Однако Фернандесу не удалось добиться

Предприятие	2024	2025	2026	2027
YPF S.A.	20 730 680	25 508 743	25 706 704	24 573 082
Pan American Energy SL	6 932 550	5 722 613	5 041 068	4 562 386
Vista Energy Argentina SAU	3 479 779	5 054 594	5 690 163	6 651 058
Shell Argentina S. A.	2 533 883	3 251 104	3 402 751	3 580 349
Pluspetrol S.A.	1 980 762	2 383 982	2 667 407	2 600 929
Capex S.A.	1 089 005	1 331 412	1 516 913	1 679 836
CGC Energia SAU	1 059 346	1 080 408	1 045 874	1 116 783
Tecpetrol S.A.	989 577	926 914	865 456	797 812
Compañías Asociadas Petroleras S. A.	780 421	776 680	808 283	813 722
Petrolera Aconcagua Energia S. A.	699 073	701 499	675 983	628 722
Kilwer S.A.	514 700	655 400	511 300	749 000
Petroquímica Comodoro Rivadavia S. A.	487 627	437 379	401 455	366 483
ExxonMobil Exploration Argentina S. R.L.	425 854	772 286	1 317 405	2 161 871
TotaL Austral S. A.	360 657	407 744	372 652	346 857
Chevron Argentina S. R.L.	315 029	286 740	247 703	179 633
President Petroleum S. A.	226 269	316 563	283 446	302 201
Enap Sipetrol Argentina S. A.	173 997	147 042	124 935	107 616
Petroleos Sudamericanos S. A.	156 965	129 850	67 422	0
Quintana E&P Argentina S. R.L.	132 222	195 896	279 059	374 213
Compañía General de Combustibles S. A.	130 989	180 509	251 139	184 323
Oilstone Energia S. A.	120 073	79 995	45 085	27 120
Petrolera el Trebol S. A.	63 841	59 986	54 077	49 392
Recursos y Energia Formosa S. A.	56 576	48 624	40 563	34 183
Roch S.A.	53 076	38 224	16 054	0
Patagonia Energy S. A.	42 858	41 767	39 196	33 546
High Luck Group LTD. – Sucursal Argentina	40 238	24 143	0	0
Colhue Huapi S. A.	26 438	23 047	19 734	17 379
Pluspetrol Energy S. A.	22 964	19 350	16 306	13 740
Madalena Energy Argentina SRL	22 111	19 986	3 896	946
Capetrol S.A.	15 433	13 331	11 814	10 488
IngenieriA Alpa S. A.	12 615	12 299	11 992	11 692
Petrolera del Comahue S. A.	12 300	6 421	3 612	2 261
Jujuy Hidrocarburos SAU	12 075	12 008	10 801	9 816
Capetrol Argentina S. A.	11 392	8 101	6 425	5 370
Pampa Energia S. A.	10 287	8 403	8 067	6 864
Alianza Petrolera Argentina S. A.	9 224	7 890	6 771	5 814
Energia Compañía Petrolera S. A.	4 920	3 801	3 073	2 572
Medanito S.A.	4 699	3 774	3 041	2 450
Venoil S.A.	2 490	2 208	1 597	1 155
Petrolera SAn Miguel S. A.	1 560	1 560	1 560	1 560
Grecoil y Cia. S.R.L.	848	608	436	0
Ingeniería Sima S. A.	72	68	65	60
Vсero	43 745 473	50 702 952	51 581 281	52 013 286
Всего в барр./сут. (расчёты автора)	751 800	873 758	888 894	896 338

Примечание: прогноз приводится в м³, 1 м³ = 6,29 барр.

Таблица 2. Прогноз производства нефти в Аргентине по предприятиям, тыс. м³

Источник: URL: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/hidrocarburos/produccion-de-petroleo-y-gas/pronosticos-de-produccion-de-petroleo-y-gastablas-dinamicas>

Перспективы нефтегазового комплекса Аргентины зависят не только от успешности геологоразведочных и добычных проектов в бассейне Vaca Muerta и на шельфе страны, но и от политических факторов

экономических успехов на посту президента — страна не смогла выйти из экономического кризиса, доставшегося в наследство от прежнего правительства, и еще сильнее погрузилась в пучину проблем. В госбюджете на 2023 г. заложен шокирующий показатель инфляции в 60%, но это порог был превышен уже за семь первых месяцев года, только в июле цены выросли на 6,3% по сравнению с июнем [12]. Из страны массово утекают капиталы, за чертой бедности оказалось около 40% населения [13]. Правительство Фернандеса оказалось также в тяжелой ситуации в связи с необходимостью погашать долги перед Международным валютным фондом, которые его предшественник Макри сделал незадолго до прекращения своих президентских полномочий. В довесок ко всему в 2022 и начале 2023 гг. сельское хозяйство страны значительно пострадало вследствие самой сильной в истории засухи.

В то же время плюсов экономической политики Фернандеса не так много, и один из них — это как раз бурное развитие нефтегазового сектора. Недаром на нефтегазе президент сделал акцент в своей торжественной речи на открытии очередной сессии парламента весной нынешнего года. Он подчеркнул, что страна будет производить «энергию, в которой нуждается мир», а рекордная добыча нефти и газа в ближайшие годы «будет означать не только способность к самообеспечению, но и экспортный потенциал». Он также отметил успехи национальной нефтегазовой корпорации: «YPF saniровала свой долг и осуществляет инвестиции, расширяющие бизнес. Достижения YPF — это достижения всех и каждого аргентинца». Наконец, большие перспективы связаны с добычей лития — этого ключевого сырья

для развития индустрии электротранспорта. «Мы делаем большие шаги в освоении лития, контролируя, вместе с Боливией и Чили, 60% мировых запасов этого металла», — заявил президент [14].

Но «энергетического фактора» явно недостаточно, чтобы вернуть себе доверие избирателей. В итоге рейтинг поддержки действующего президента упал ниже 20%, и он весной нынешнего года заявил о добровольном отказе от участия в октябрьских выборах [15].

Аргентинский безумец

Логично было бы предположить, что в складывающихся условиях политический маятник в Аргентине вновь качнется вправо, и избиратель проголосует за сторонников рыночных реформ, обещающих вытащить страну из кризиса. Однако праймериз (эта процедура в Аргентине проводится за два с половиной месяца до официального голосования и в ней, как и в самих выборах, обязаны участвовать все граждане страны) преподнесли большой сюрприз. Их победителем стал эксцентричный крайне правый политик — конгрессмен Хавьер Милей. Он не относится к «системной правой оппозиции» и представляет партию «Свобода наступает». Милея часто сравнивают со скандальным Дональдом Трампом и считают типичным популистом (а левые объявили его даже фашистом [16]), сам же он называет себя «Лосо» — «сумасшедший». Однако его кандидатура оказалась для избирателей более привлекательной, чем

Дворец Национального конгресса Аргентины

Источник: [diegograndi / depositphotos.com](#)



Хавьер Милей, кандидат в президенты от коалиции «За свободу»

Источник: [Natacha Pisarenko / valuetainment.com](#)

лидеры традиционных правых сил Патрисия Буллрич и Горацио Родригес Ларрета, набравшие в совокупности 28,3%. А правящий перонистский блок, выдвинувший в качестве основного кандидата действующего министра экономики Серхио Массу, и вовсе набрал на праймериз 27,2%. Впрочем, сама идея выдвинуть в президенты человека, которому приписывают провал экономической политики, выглядит достаточно неожиданно.

Свою экономическую платформу Хавьер Милей обрисовал, в частности, в ходе выступления перед более чем двумястами акционерами и топ-менеджерами нефтегазовых компаний в так называемом «Нефтяном клубе» (структура, созданная в Аргентине для неформального общения отраслевого истеблишмента). Он отметил, что в случае победы на выборах осуществит преобразования по четырем направлениям: реформирование системы государственного управления (сокращение государственных функций), модернизация рынка труда, обеспечение максимальной открытости экономики и проведение денежной реформы. При этом он пообещал, в частности, отмену субсидий для дотационных регионов, прекращение организации общественных работ, ликвидацию всех преференциальных режимов для бизнеса и широкую приватизацию. Но главными пунктами его предвыборной программы являются радикальное сокращение числа налогов: со 170 ныне существующих до всего 10, а также преодоление финансового кризиса путем долларизации экономики страны [17].

Иными словами, речь идет о крайне правых, ультралиберальных мерах, которые могли бы, по мысли Милея, максимально развязать руки аргентинскому бизнесу и широко открыть двери для американского капитала, при одновременно резком урезании всяческих социальных программ и стремительном сокращении роли государства в экономике.

Сам Милей не раскрывает деталей предлагаемой им энергетической политики (он даже отказался отвечать на вопросы членов Нефтяного клуба, сославшись на недостаток времени). Однако это за него сделал его советник по вопросам энергетики Эдуардо Родригес Чирилльо — в прошлом сотрудник одной испанской консалтинговой компании. По его словам, основным инструментом трансформации энергетической политики Аргентины в случае избрании Милея президентом станет изменение логики субсидий для ТЭК. Как отмечает Родригес Чирилльо, субсидии, выделяемые государством компаниям-поставщикам энергоресурсов, «искажают ценовой сигнал», который необходим рынку для проведения экономических расчетов, обоснования инвестиций, повышения эффективности энергетической системы. Поэтому в случае победы «Лосо» предполагается «внедрить реалистичные тарифные схемы». Вместе с тем, как заявил советник Милея, энерготарифы не должны ударить по карману простых аргентинцев, поэтому предполагается частично сохранить субсидии «со стороны спроса», то есть для семей, которые в них действительно нуждаются. Благодаря этому, по словам Родригеса, помощь будет более эффективной и фактически дойдет до конечного пользователя напрямую.

Кандидат от действующей власти, министр экономики Серхио Масса в ходе предвыборной кампании делает упор на результатах, достигнутых командой президента Фернандеса в энергетической сфере

Кроме того, он заявил о необходимости развивать инфраструктуру транспортировки электроэнергии, нефти и газа за счет привлечения в эту сферу частных инвестиций. При этом предлагается вернуться к практике 1990-х гг., когда широко применялась модель частного-государственного партнерства, предусматривающая самостоятельное проектирование, строительство, финансирование, эксплуатацию и обслуживание новых объектов со стороны частного бизнеса (модель DBFO – Design, Build, Finance, Operate).

Советник кандидата в президенты также подчеркивает, что сегодня энергетические ресурсы Аргентины эксплуатируются

но, здесь мало простора для популизма, и идеи его команды в целом совпадают с платформой, выдвигаемой «традиционными правыми». По крайней мере, главный кандидат от правых сил Патрисия Буллрич (бывший министр безопасности в правительстве Маурисио Макри) в своем выступлении в том же Нефтяном клубе озвучила четыре сходных принципа энергетической политики, разработанных ее командой: упрощение нормативного регулирования деятельности, связанной с разведкой и добычей углеводородов; свободное распоряжение валютными доходами, полученными за счет коммерческой эксплуатации ресурсов; гарантии налоговой стабильности для отрасли и создание инфраструктуры, необходимой для ее развития.

Буллрич отметила, что ее экономическая команда «работает над глубокой реорганизацией экономики, направленной на то, чтобы частные компании стали центральными субъектами инвестиций, и чтобы исчезли макроэкономические диспропорции, которые препятствуют привлечению инвесторов». Она также подчеркнула, что энергетические ресурсы – это один из основных активов Аргентины, который позволяет «заложить фундамент будущего страны и повернуть вспять цикл застоя, в котором она оказалась».

«Экспорт сырой нефти и СПГ станет для нас приоритетом, поэтому мы будем работать над устранением всех тех препятствий в цепочке создания стоимости, которые снижают конкурентоспособность (аргентинского НГК – В.А.) на мировом рынке», – добавила экс-министр. При этом Буллрич полагает, что в недалеком будущем внутренний рынок, на снабжение которого сегодня нацелен национальный ТЭК, отойдет на второй план ввиду «наличия огромных ресурсов и масштабов экспортного рынка» [19]. Иными словами, вслед за выходом на уровень самообеспечения углеводородным сырьем провозглашается стратегия превращения Аргентины в крупного экспортера «черного золота» и «голубого топлива».

В преддверии выборов Буллрич получила важный козырь, позволяющий подвергнуть жесткой критике энергетическую политику левых перонистов. В начале сентября суд Южного округа Нью-Йорка удовлетворил иск фонда Burford Capital к Правительству Аргентины, признав незаконной «экспроприацию» компании

YPF в 2012 г. и обязал власти страны выплатить в качестве компенсации 16 млрд долл. Официальный Буэнос-Айрес объявил неправомерным решение американского суда и пообещал «защитить государственную YPF от фондов-стервятников». А Кристина Фернандес де Киршнер в своем сообщении в Twitter в очередной раз обвинила бывшего владельца YPF – испанскую Repsol – в «хищнической политике». Она представила графики, которые свидетельствуют о сокращении добычи

«Решение американского суда означает нечто большее, чем просто безнадежный долг для Аргентины в условиях крайней финансовой слабости. Кроме того, это потрясет внутреннее единство официальных властей. Хотя ястребы киршнеризма всегда находят хороший повод для чрезмерного антиамериканизма в поисках оправдания своих неудач... Теории заговора – один из немногих оставшихся инструментов официоза», – пишет аргентинская газета La Nacion [21].



Буэнос-Айрес, Аргентина
Источник: fotoquique / depositphotos.com

недостаточно. Причина тому – прецеденты несоблюдения властями страны контрактных обязательств (камень в огород перонистов с их национализацией YPF) и отсутствие действенных экономических стимулов. Поэтому предлагается отменить экспортные тарифы на энергоресурсы, снять любые валютные ограничения и ввести специальный режим поощрения долгосрочных инвестиций [18].

Правые приоритеты

Можно предположить, почему Милей воздержался от того, чтобы собственными устами озвучить основные принципы своей энергетической политики. Вероят-



Буэнос-Айрес, Аргентина

Источник: xura / depositphotos.com

нефти YPF-Repsol на 44% в период с 1997 по 2011 гг. По мнению экс-президента, действия испанской стороны нарушили энергетический суверенитет Аргентины, что привело к 11-кратному увеличению импорта топлива с 1995 по 2011 гг. (на общую сумму 9,4 млрд долл.) и созданию дефицита торгового баланса в размере 3,03 млрд долл.

Со своей стороны, Буллрич поддержала позицию американской Фемиды и возложила ответственность за финансовые последствия незаконной «экспроприации» на «киршенизм» (по фамилии президентов Нестора Киршнера и Кристины Фернандес де Киршнер, его вдовы и преемника на посту главы государства) [20].

Газ – для простых аргентинцев

В свою очередь, кандидат от действующей власти, министр экономики Серхио Масса в ходе своей предвыборной кампании делает упор на тех результатах, которых достигла команда президента Фернандеса в энергетической сфере. В частности, выступая на ежегодном съезде Строительной палаты Аргентины, он подчеркнул решающую роль проекта Vaca Muerta в деле привлечения инвестиций, увеличения валютных доходов страны и развития экономики в целом. По его словам, объем инвестиций в «Мертвую корову» в этом году увеличился на 42%

по сравнению с прошлым годом, и это «дало положительные эффекты в виде повышения занятости в строительстве и сфере услуг». «Экспорт газа и нефти уже во второй половине этого года начнет частично компенсировать потери, которые мы несем в агропромышленном секторе», – отмечает также министр.

В то же время «кандидат власти», также как и лидеры оппозиции, не преминул попомнить своим конкурентам ошибки в энергетической политике. Если «правые» используют для критики перонистов историю с национализацией YPF, то Массса приводит в качестве примера провала «правых» заморозку строительства газопровода из бассейна Vaca Muerta в 2019 г., при президентстве Маурисио Макри. Тогда под давлением Международного валютного фонда власти в целях экономии средств отложили реализацию большого числа проектов, включая сооружение данной магистрали. Между тем, по словам Масссы, если бы этот газопровод был бы уже построен, то только в 2023 г. он позволил бы стране сэкономить на импорте СПГ 2 млрд долл., а в 2024 г. – 3,8 млрд долл.

Скептически относится Массса и к надеждам правых на привлечение широкого международного финансирования для нефтегазовых проектов в Аргентине. «Всемирный банк и Межамериканский банк развития не финансируют трубопроводы, потому что говорят, что это не возобновляемая энергетика. Таково решение европейских стран, которые идут по пути энергетического перехода... В результате Аргентина обречена на отсутствие доступа к международному финансированию, за исключением механизмов Андской комиссии развития», – отметил он [22].

По личному распоряжению Серхио Массса в июле 2023 г. была запрещена разгрузка танкера с СПГ, принадлежащего Gunvor из-за того, что газ, по данным Аргентины, имеет российское происхождение



Vaca Muerta – месторождение сланцевой нефти и газа
Источник: oilexp.ru

При этом «кандидат власти» подчеркивает, что главной задачей национальной энергетической политики является обеспечение внутренних потребителей. В своем выступлении Массса обратил внимание на то, что фактическая «столица» бассейна Vaca Muerta, город Аньело, до сих пор не имеет доступа к сетевому газу, не говоря уже о большинстве других регионов страны.

Важным шагом, направленным на исправление такой ситуации, стал запуск 9 июля нынешнего года (то есть в самый разгар предвыборной кампании) первой очереди газопровода им. Нестора Киршнера (см. рис. 4). Данный участок протяженностью 573 км берет начало в г. Трайтайене (провинция Неукен), проходит через провинции Рио-Негра и Ла-Пампа и заканчивается в г. Салликело (провинция Буэнос-Айрес). Мощность первой линии – 11 млн м³ в сутки, впоследствии, после строительства дополнительных компрессорных станций, данный объем должен удвоиться.

«Эта работа... является началом изменений в экономической и энергетической матрице Аргентины. Мы больше не собираемся импортировать газ морским путем, потому что мы собираемся использовать газ из наших недр», – сказал Массса на церемонии пуска трубопровода.

В свою очередь, президент государственной энергетической компании Energia Argentina Агустин Херес сообщил, что тендер на строительство второго участка газопровода, который пройдет от Салликело до Сан-Херонимо в провинции Санта-Фе, будет объявлен в сентябре, а завершение тен-

дера ожидается в период с марта по апрель 2024 г. Благодаря строительству второй очереди пропускная способность магистрали достигнет 44 млн м³ в сутки. Этого достаточно для полного обеспечения «голубым топливом» внутренних потребителей [23].

Иными словами, в последние месяцы перед выборами действующие власти всячески стремятся акцентировать внимание общественности на том, что главная задача национальной энергетической политики – повышение уровня благосостояния простых аргентинцев, а не обеспечение энергоресурсами внешних рынков, даже если это сулит существенную валютную выручку.

Лакмусовая бумажка БРИКС

Одним из пунктов разногласий между действующей властью и претендентами на президентский пост является внешняя политика, в том числе и в энергетической сфере. Президент Альберто Фернандес, как и присуще перонистам, стремится к выстраиванию независимого внешнего курса, к диверсификации международных связей. Избегая обострения отношений

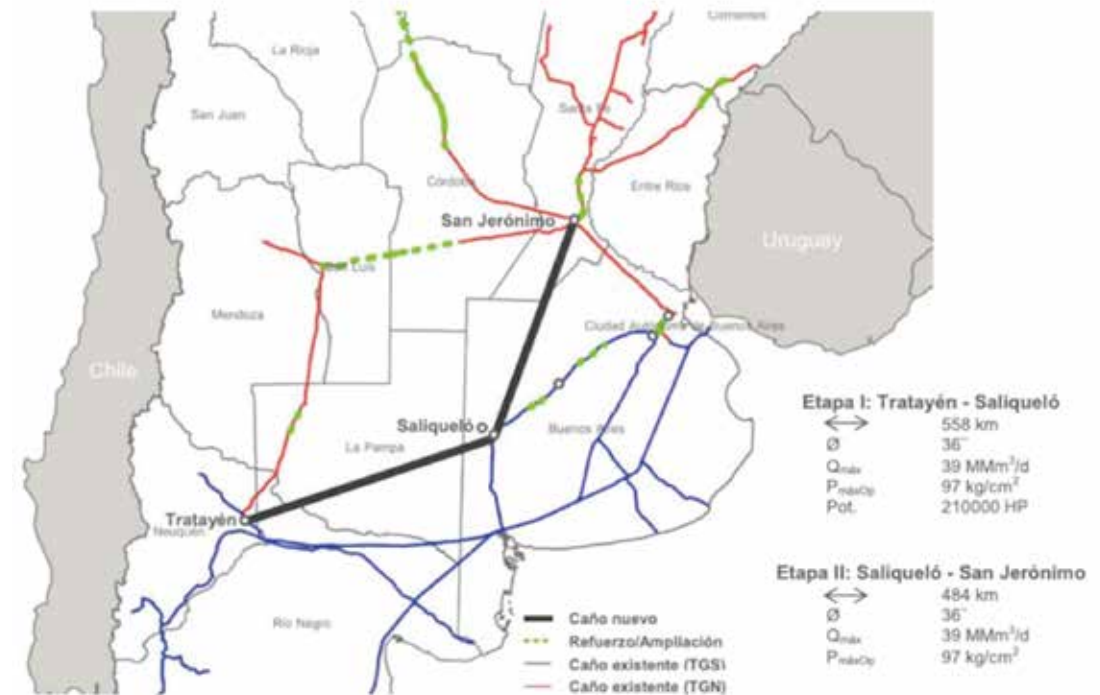
Победителем праймериз стал эксцентричный крайне правый политик – конгрессмен Хавьер Милей от партии «Свобода наступает». Милея часто сравнивают со скандальным Дональдом Трампом

с гегемоном Западного полушария, Соединенными Штатами, он в то же время расширяет контакты с государствами, неугодными Вашингтону, и в первую очередь с Россией.

Так, в начале февраля 2022 г., незадолго перед началом специальной военной операции России на Украине, аргентинский лидер совершил визит в Москву и Пекин. В ходе встречи с Владимиром Путиным он предложил российскому коллеге «сделать Аргентину воротами в Латинскую Америку». При этом он пожаловался на агрессив-

Рис. 4. Схема газопровода им. Нестора Киршнера

Источник: URL: <https://www.lanacion.com.ar/economia/gasoducto-nestor-kirchner-detalles-de-la-obra-y-efectos-nid10072023/>



ную политику США, которая руками Международного валютного фонда пытается удушить аргентинскую экономику.

В августе 2022 г. Фернандес направил официальное письмо с просьбой о вступлении Аргентины в БРИКС Председателю КНР Си Цзиньпину, который в то время был временным президентом блока.

По итогам прошедшего в августе нынешнего года XV саммита БРИКС Аргентина, наравне с Ираном, Саудовской Аравией, Египтом, Эфиопией и ОАЭ, получила приглашение о вступлении в данную организацию. Как заявил Фернандес, это открывает для страны «новый сценарий» [24]. «Присоединение Аргентины к союзу БРИКС – это



Озила, Аргентина

Источник: [sunsinger / depositphotos.com](#)

прекрасная возможность открыть новые рынки для страны... и усилить торговые отношения с государствами, с которыми Аргентина в хороших отношениях», – подчеркнул действующий президент.

Фернандес также отметил, что на страны БРИКС приходится 24% мирового ВВП, 16% всего экспорта и 15% глобального импорта товаров и услуг. Он также привел цифры, демонстрирующие важность членов БРИКС для различных секторов аргентинской экономики. Так, около 30% внешней торговли страны приходится на государства блока, а три из пяти крупнейших торговых партнеров Аргентины – страны-члены БРИКС (Китай, Бразилия и Индия). Кроме того, участники данного альянса

«играют ключевую роль в построении финансовой архитектуры, учитывающей экономический рост, торговлю, инвестиции и социальное благополучие» [25].

Что касается финансовой архитектуры, то одно из направлений экономической политики нынешнего президента страны связано с дедолларизацией, в том числе за счет расширение использования других валют. Уже несколько лет действует соглашение между Аргентиной и Китаем о своповых операциях с использованием юаней. В ноябре 2022 г. была достигнута договоренность о расширении данного соглашения, благодаря чему, по словам Фернандеса, страна получила право «свободно распоряжаться» 35 млрд юаней (что эквивалентно 5 млрд долл.). Такая позиция южноамериканского государства особенно важна в контексте дедолларизации международной торговли энергоресурсами, которая набирает обороты в последние годы.

Нетрудно догадаться, что оппозиционные кандидаты заняли абсолютно противоположную позицию по поводу присоединения страны к БРИКС. Уже через час после появления новости об одобрении заявки Аргентины Патрисия Буллрич заявила: если она победит на президентских выборах, страна не присоединится к блоку. При этом в качестве аргументов против вхождения в данный альянс она назвала «вторжение России в Украину» и дипломатическую напряженность в отношениях с Ираном, возникшую из-за того, что якобы Тегеран стоял за взрывом террористом-смертником еврейского общинного центра в Буэнос-Айресе в 1994 г. Иными словами, оппозиционер отказывает Аргентине в развитии эффективного международного сотрудничества под абсолютно надуманными политическими предложениями. Буллрич берет на вооружение традиционную антироссийскую риторику и припоминает Ирану события 30-летней давности лишь бы сохранить «единственно верный», то есть четко проамериканский курс внешней политики страны.

В свою очередь, Хавьер Миллей, отвечая на вопрос о своей позиции по поводу вступления страны в БРИКС, эмоционально заявил, что он не намерен вести дела с коммунистами и странами, возглавляемыми левыми правительствами, имея в виду Китай и Бразилию. «Я не собираюсь двигаться с коммунистами, потому что они не уважают основные параметры

свободной торговли, свободы и демократии, это геополитика», – отметил он. Но будучи убежденным либертарианцем, Милей все же признал, что аргентинский бизнес сохранит возможность вести торговлю с этими странами (то есть государство не вправе ему это запретить) [26].

Справедливости ради, позицию «кандидата от власти» Серхио Массы тоже нельзя назвать «пророссийской». К примеру, по его личному распоряжению в июле нынешнего года была запрещена разгрузка танкера с СПГ, принадлежащим международному трейдеру Gunvor. Это было объяснено тем, что газ, по данным аргентинской стороны, имеет российское происхождение и попадает под санкции. Хотя непонятно, что имел ввиду аргентинский министр, ведь на российский СПГ никакие санкции не распространяются и даже Европа в нынешнем году наращивает его закупки. Представитель Gunvor также подтвердил, что сделка не подпадает ни под какие применяемые санкции, включая санкции США и ЕС [27].

Желание перестраховаться или демонстративно антироссийский популистский жест на фоне президентской кампании? То есть пока действующий президент, чья политическая карьера неумолимо клонится к закату, демонстрирует дружественные шаги по отношению к Москве и другим странам, попавшим под западные санкции, его потенциальный преемник ведет свою игру. Хотя в этом и суть классического перонизма – стремление играть на противоречиях между глобальными «полюсами силы».

Таким образом, предстоящие президентские выборы расставят точки над «i» и продемонстрируют, по какому же курсу пройдет страна, уставшая от неудачных социальных и экономических реформ. Либо же продолжит свой независимый внешнеполитический и внешнеэкономический курс, либо попытается найти тихую гавань под крылом Соединенных Штатов Америки – до следующих выборов.

Использованные источники

1. *Energy Institute Statistical Review of World Energy – 2023 (72nd edition).* – URL: <https://www.energyinst.org/statistical-review/resources-and-data-downloads>
2. URL: <https://shaleseguro.com/argentina-desplazo-a-eeuu-como-segunda-reserva-mundial-de-shale-gas/>
3. URL: <https://www.forbesargentina.com/especiales/vaca-muerta-va-mas-2023-seria-ano-consolidacion-energetica-n30086>
4. <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-892-2020-344229>
5. URL: <https://www.argentina.gob.ar/normativa/nacional/decreto-730-2022-374227/texto>
6. URL: https://www.gem.wiki/Oldelva_Oil_Pipeline
7. URL: https://www.gem.wiki/Néstor_Kirchner_Gas_Pipeline
8. URL: <https://www.telam.com.ar/notas/202303/623066-palermo-aike-santa-cruz-gas-petroleo.html>
9. URL: <https://itek.ru/news/argentina-obyavila-o-nachale-bureniya-na-slancevom-mestorozhdenii-palermo-aike/>
10. URL: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/ci/research-analysis/argerich1-draws-attention-to-deepwater-exploration.html>
11. URL: <https://www.argentina.gob.ar/noticias/royon-el-offshore-podria-duplicar-la-produccion-actual>
12. URL: <https://ria.ru/20230815/inflyatsiya-1890313187.html>
13. URL: <https://lenta.ru/articles/2023/06/13/argentina/>
14. URL: <https://economiasustentable.com/noticias/apertura-de-sesiones-2023-gas-petroleo-litio-y-transicion-energetica-ejes-del-discurso-de-alberto-fernandez>
15. URL: <https://www.reuters.com/article/argentina-politics-idAFKBN2W115>
16. URL: <https://www.wsws.org/ru/articles/2023/08/17/arge-a17.html>
17. URL: <https://www.ambito.com/javier-milei-en-mi-caso-no-aplica-baglini-mas-cerca-estoy-y-mas-quiero-motosierra-n5824684>
18. URL: <https://www.perfil.com/noticias/economia/que-piensa-hacer-javier-milei-con-los-subsidios-energeticos-y-las-tarifas.phtml>
19. URL: <https://eleconomista.com.ar/economia/bullrich-quiere-dinamitar-regimen-cambiarlo-kirchnerismo-n60566>
20. URL: <https://bnn.network/world/argentina/opposition-leader-patricia-bullrich-calls-on-kirchnerism-to-shoulder-usd-16-billion-ypf-expropriation-costs/>
21. URL: <https://www.lanacion.com.ar/politica/la-realidad-cristiniza-a-massa-y-su-campana-nid09092023/>
22. URL: <https://www.mejorenergia.com.ar/noticias/2023/06/28/1561-las-exportaciones-de-gas-y-petroleo-empiezan-a-compensar-las-perdidas-del-agro>
23. <https://www.reuters.com/business/energy/argentina-inaugurates-key-gas-pipeline-reverse-energy-deficit-2023-07-09/>
24. URL: <https://www.reuters.com/world/new-scenario-opens-argentina-with-brics-invitation-fernandez-says-2023-08-24/>
25. URL: <https://buenosairesherald.com/world/international-relations/argentina-will-join-brics-bloc-president-fernandez-announces>
26. URL: <https://www.rbc.ru/politics/26/08/2023/64e88fbc9a79479458bd1409>
27. URL: <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/lng/071923-argentina-turns-around-lng-tanker-for-having-russian-supplies>

Валерий СТЕННИКОВ
Академик РАН, профессор,
директор ИСЭМ СО РАН
E-mail: sva@isem.irk.ru

Valery STENNIKOV
Academician of the Russian Academy of Sciences,
Professor, Director of ISEM SB RAS
E-mail: sva@isem.irk.ru

Андрей ПЕНЬКОВСКИЙ
Старший научный сотрудник, к. т. н.,
лаборатория теплоснабжающих систем,
ИСЭМ СО РАН
E-mail: penkoffsky@isem.irk.ru

Andrey PENKOVSKY
Senior Researcher, Candidate of Technical Sciences,
Laboratory of Heat Supply Systems,
ISEM SB RAS
E-mail: penkoffsky@isem.irk.ru

Рефтинская ГРЭС

Источник: reftinskiy.ru



93

ТЕПЛО

Аннотация. В статье представлен анализ действующих механизмов тарифного регулирования в теплоснабжающих системах. Для каждого из них выявлены и описаны положительные и отрицательные аспекты формирования тарифов на тепловую энергию. Особое внимание в работе уделено исследованию действующей модели регулирования тарифов на тепловую энергию на основе метода «альтернативной котельной». Проанализированы возможные последствия роста тарифов при переходе в ценовую зону «альтернативная котельная», которые в отдельных случаях на конец периода регулирования могут достигать 300% и выше относительно действующего тарифа.

Ключевые слова: централизованное теплоснабжение, рынок тепловой энергии, тарифное регулирование, ценовая зона «альтернативная котельная».

Abstract. The article presents an analysis of the current mechanisms of tariff regulation in heat supply systems. For each of them, positive and negative aspects of the formation of tariffs for heat energy are identified and described. Special attention is paid to the study of the current model of regulation of tariffs for heat energy based on the method of «alternative boiler house». The possible consequences of tariff growth during the transition to the «alternative boiler house» price zone are analyzed, which in some cases at the end of the regulation period may reach 300% or higher relative to the current tariff.

Keywords: district heating, heat energy market, tariff regulation, methods of tariff formation, price zone «alternative boiler house».

//

Высокий износ основных фондов ТСС составляет 60% и требует больших кап. затрат на модернизацию в объеме 200 млрд руб. в год

За более чем вековую историю развития теплоснабжения в России возник рынок тепловой энергии как сфера проявления новых экономических отношений между производителями и потребителями тепловой энергии, при этом фактически отсутствовала нормативно-правовая база, которая бы регулировала отношения, возникающие в сфере производства, передачи и потребления тепловой энергии. Лишь только спустя 20 лет после

распада СССР был принят основной Федеральный закон «О теплоснабжении» [1]. Его принятие было связано с коренными изменениями в политической, социально-экономической жизни страны, непосредственно затрагивающих решение такой важнейшей задачи, как обеспечение надежного и доступного снабжения тепловой энергией потребителей на территории Российской Федерации, а также укрепление монопольного положения субъектов этой деятельности¹. Эта отрасль в России была и продолжает оставаться регулируемой и является неотъемлемой частью государственной экономической политики, призванной обеспечить эффективное, бесперебойное теплоснабжение с соблюдением баланса экономических интересов между теплоснабжающими организациями и потребителями. Полномочия по регулированию тарифов на тепловую энергию (ТЭ), как правило, переданы на региональный уровень. Выбор метода формирования тарифов осуществляется органом регулирования (региональной энергетической комиссией/службой по тарифам) с учетом предложений регулируемой организации (единой теплоснабжающей организации (ЕТО)).

¹ URL: <https://www.litres.ru/svetlana-matiyaschuk/kommentariy-k-federalnomu-zakonu-ot-27-iulya-2010-190-fz-o-teplosnabzhenii-postateyny/chitat-onlayn/> (дата обращения: 16.02.2023).

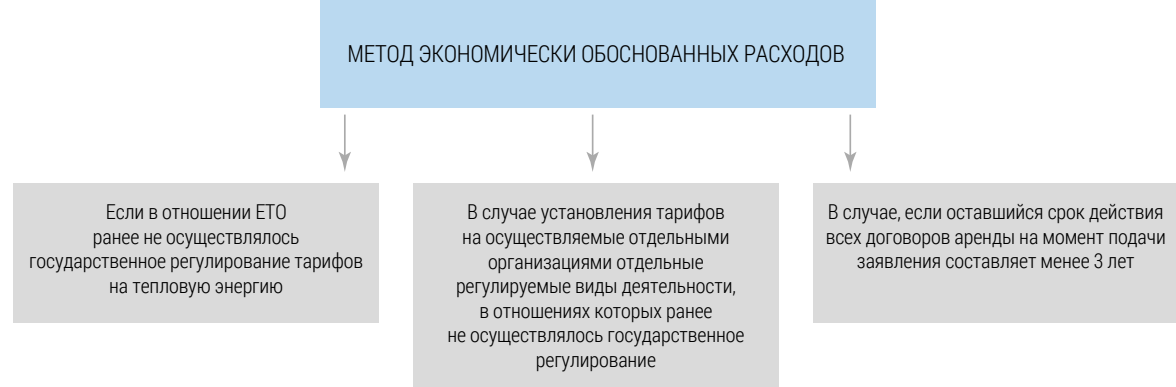


Рис. 1. Условия для обоснования применения метода на основе экономически обоснованных расходов

В настоящее время в РФ согласно Федеральному закону от 27.07.2010 г. № 190-ФЗ (ред. от 01.05.2022 г.) [1] «О теплоснабжении», действуют четыре основных метода регулирования тарифов в сфере теплоснабжения.

1. Метод экономически обоснованных расходов (затрат). Данный метод расчета тарифа на тепловую энергию основан на определении прогнозного объема полезного отпуска тепловой энергии в рассматриваемой теплоснабжающей системе (ТСС), отнесенного к необходимой валовой выручке (НВВ) ЕТО на рассматриваемый период регулирования [1]. Она определяется как сумма планируемых на расчетный период регулирования расходов, уменьшающих налоговую базу налога на прибыль организации (расходы, связанные с производством и реализацией продукции (услуг), и внереализационные расходы), расходов, не учитываемых при определении налоговой базы налога

на прибыль (расходы, относимые на прибыль после налогообложения), и величины налога на прибыль. По своей сути данный метод является методом ценообразования с общепринятым названием «Затраты плюс».

Положительными сторонами данного метода является его применимость на первых стадиях ценообразования на ТЭ. Он является достаточно понятным и простым с позиции расчета и позволяет наиболее полно учитывать общие (суммарные) издержки ЕТО. К отрицательным особенностям можно отнести отсутствие стимулов у ЕТО к снижению расходов на теплоснабжение потребителей, отсутствие условий для привлечения инвестиций на долгосрочный период.

Данный метод регулирования является краткосрочным и применяется на расчетный финансовый период 1 год. Это является еще одним его недостатком, поскольку не позволяет использовать

полученный эффект от реализованных мероприятий по снижению издержек, сохранив его на следующий период регулирования для инвестирования в модернизацию системы. Сохранение тарифа на долгосрочную перспективу без изъятия финансового эффекта позволило бы создать стимулы для сокращения издержек и за счет этого привлечь инвестиции для реконструкции и развития системы.

Условия, предъявляемые к ЕТО для обоснования применения метода регулирования на основе экономически обоснованных расходов, представлены на рис. 1.

2. Метод индексации установленных тарифов. При расчете тарифов с применением метода индексации установленных тарифов необходимая валовая выручка ЕТО на рассматриваемый период регулирования включает в себя операционные расходы (подконтрольные), неподконтрольные расходы, расходы на энергетические ресурсы, нормативную прибыль ЕТО, расчетную предпринимательскую прибыль и выпадающие доходы [1]. В свою очередь, операционные расходы рассчитываются с помощью индекса потребительских цен, который определяется на основе параметров прогноза социально-экономического развития РФ на рассматриваемый период регулирования. Такой тариф устанавливается на срок до 5 лет, или при первом применении – на срок не менее 3 лет.

Данный метод является аналогом метода экономически обоснованных расходов и отличается в долгосрочном периоде его применения. Метод индексации установленных тарифов также является неэффективным с точки зрения привлечения инвестиций в ЕТО – он не гарантирует возврата инвестированного капитала, т. к. расходы на инвестиционный капитал не включаются в валовую выручку ЕТО. Здесь также, как и в вышеизложенном методе необходимо сохранить финансовый эффект от реализации энергоэффективных мероприятий на период окупаемости вложенных инвестиций.

При выборе данного метода регулирования тарифов на тепловую энергию условия и требования соответствия к ЕТО не предъявляются.

3. Метод обеспечения доходности инвестированного капитала (Regulatory Asset Base (RAB) – регулируемая база инвестированного капитала). Основной особенностью метода RAB регулирования является то, что он может применяться только для теплосетевого комплекса и в очень редких случаях для источников тепловой энергии, при этом для рассматриваемой ТСС на основании [1] должны выполняться требования и условия к ЕТО, приведенные на рис. 2.

Применение метода доходности инвестированного капитала направлено на решение важнейших задач тарифного регулирования в теплоэнергетической отрасли – создание благоприятных условий для привлечения долгосрочных частных инвестиций в целях модернизации основных производственных фондов, повышения уровня надежности и качества реализуемых услуг, а также создания стимулов для сокращения операционных расходов регулируемых организаций. Формирование

Системы снижения тепловых потерь в современных домах
Источник: shmeljov / depositphotos.com



Рис. 2. Требования и условия к ЕТО при переходе на метод RAB регулирования



валовой выручки при этом, наряду с текущими затратами, включает дополнительно возврат капитала и доход на инвестируемый капитал [1].

Преимуществом данного метода регулирования является наличие реальной возможности привлечь инвестиции на ремонты, реконструкцию и модернизацию энергетического оборудования ТСС. При этом в условиях среднесрочного регулирования на период до 5 лет, существуют высокие риски увеличения тарифов

вания для ЕТО должны выполняться требования, соответствующие приведенным на рис. 3.

Недостатком данного метода является наличие рисков инвестиционной деятельности в эту сферу, так как в тарифе на тепловую энергию не предполагается прямой учет капитальных вложений в конкретные инвестиционные программы по развитию ТСС. Эффективность применения метода сравнения аналогов возможна только для небольших ТСС.



Сургутская ГРЭС-1

Источник: cobalt-70 / depositphotos.com

на тепловую энергию в результате роста инвестиций в ТСС на рассматриваемый период регулирования. Это подтверждает опыт применения метода RAB регулирования в электроэнергетике, где его введение привело к значительному росту тарифов на передачу электроэнергии.

4. Метод сравнения аналогов. Данный метод применяется в целях установления долгосрочных тарифов (5 лет и 3 года при первом применении) на ТЭ для регулируемой ЕТО на основе анализа зависимости величины расходов, аналогичных по масштабу и мощности ЕТО, осуществляющих такой же регулируемый вид деятельности в сфере теплоснабжения потребителей [1]. Для реализации этого метода регулиро-

Ценовая зона «альтернативная котельная»

Высокий износ основных фондов ТСС, который составляет более 60% [2], требует больших капитальных затрат для их реконструкции и модернизации и оценивается Минстроем РФ в объеме 200 млрд руб. в год. По факту, размер выделяемых средств в эту сферу экономики не превышает 100–115 млрд руб. в год. В связи с этим, Правительством РФ для привлечения дополнительных инвестиций в теплоэнергетическую отрасль в 2018 г. были приняты изменения в ФЗ № 190 [1] и предложена дорожная карта «Внедрение целевой модели рынка тепловой энергии». Они

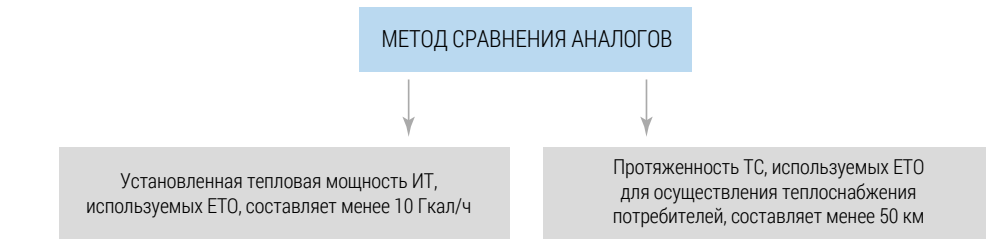


Рис. 3. Требования к ЕТО при переходе к методу регулирования на основе сравнения аналогов

послужили основой для формирования новой модели рынка тепла, предполагающей переход к ЕТО, создаваемой на базе крупных источников и тепловых сетей. При этом в ценовой зоне городов, перешедших к новой модели управления теплоснабжением потребителей, было сформировано новое правило регулирования тарифов на основе метода «альтернативная котельная» (АК) (рис. 4).

Основная цель, которая преследовалась при реализации этих нововведений заключалась в снижении административного давления на тепловой бизнес и создание экономических стимулов для привлечения инвестиций и улучшения текущего состояния ТСС.

Переход на ценовую зону «альтернативная котельная» является добровольным, но при этом, согласно ФЗ № 190, к этой зоне могут быть отнесены поселения, соответствующие следующим критериям:

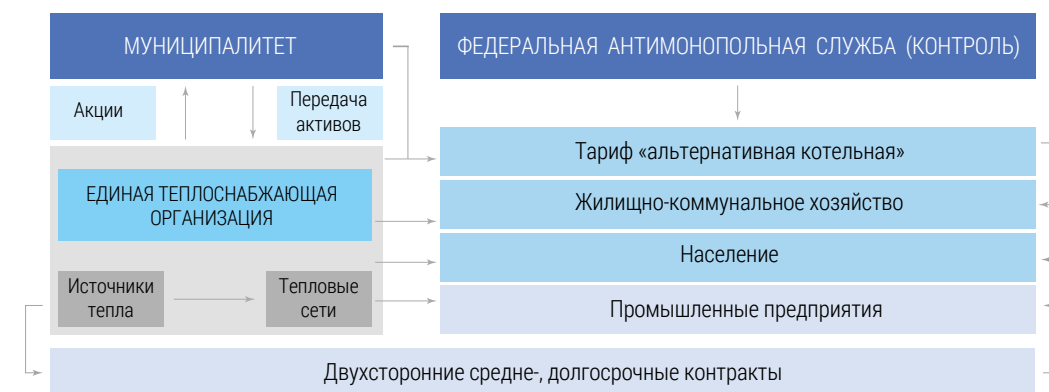
1. Наличие утвержденной схемы теплоснабжения поселения.
2. 50 и более процентов суммарной установленной мощности ИТ энергии, указанных в схеме теплоснабжения, составляют ИТ, функционирующие в режиме комбинированной

выработки электрической и тепловой энергии.

3. Наличие обращения в Правительство РФ об отнесении поселения к ценовой зоне теплоснабжения от исполнительно-распорядительного органа муниципального образования и ЕТО, в зоне деятельности которой находятся ИТ указанных в схеме теплоснабжения поселения. Совместное обращение об отнесении поселения к ценовой зоне теплоснабжения включает в себя в том числе обязательства ЕТО и исполнительно-распорядительного органа муниципального образования по исполнению принятых обязательств согласно ФЗ № 190.
4. Наличие согласия высшего исполнительного органа государственной власти субъекта РФ на отнесение поселений, находящихся на территории субъекта РФ, к ценовой зоне теплоснабжения.

В рамках данной модели предлагается расширить роль ЕТО, которая должна выступать не просто единым закупщиком и поставщиком тепловой энергии в зоне

Рис. 4. Организационная модель рынка тепловой энергии в виде единой теплоснабжающей организации с тарифным регулированием на основе «альтернативной котельной»



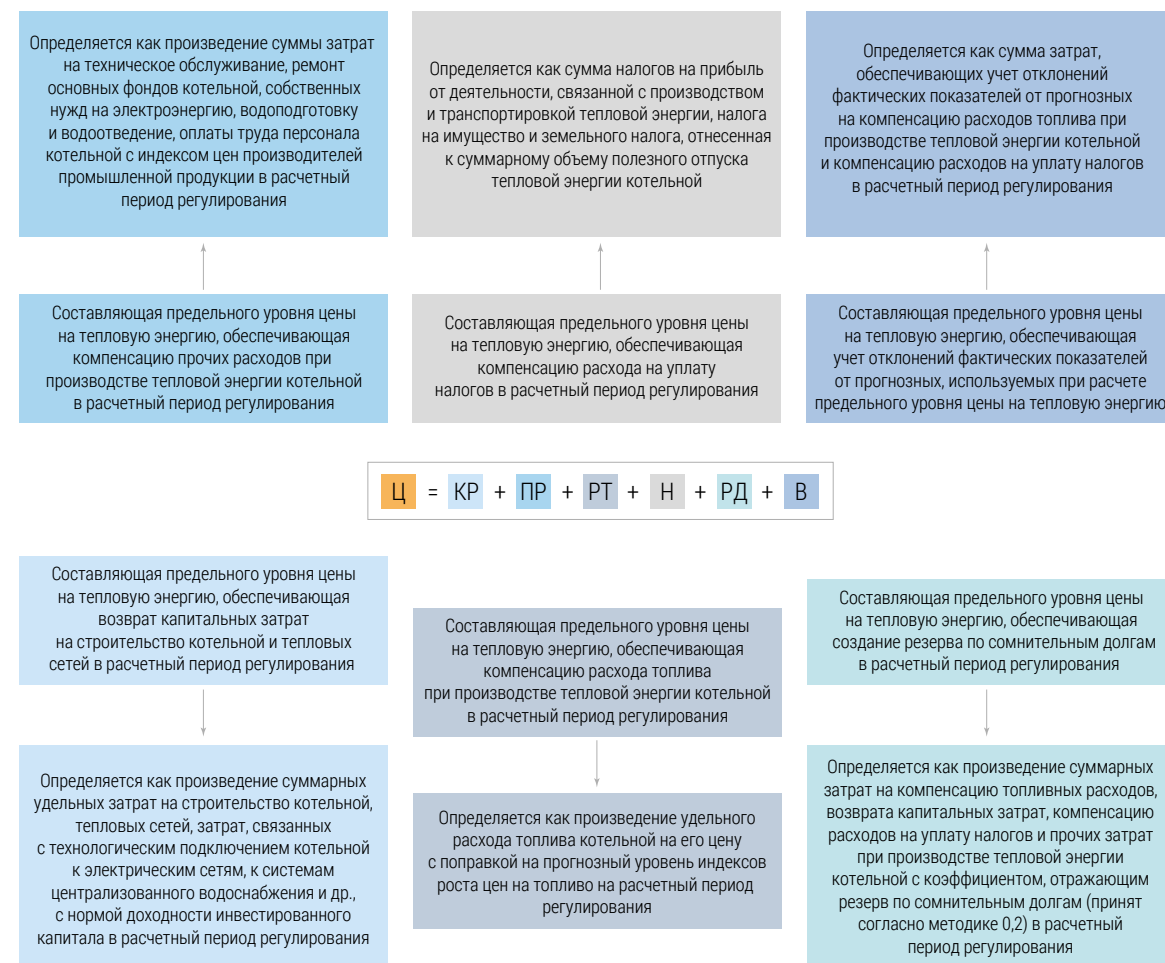
своей деятельности, а должна стать единым центром ответственности по теплоснабжению перед потребителями и органами власти. Новая модель теплового рынка предполагает переход от государственного регулирования всех тарифов в сфере теплоснабжения к договорным ценам на тепловую энергию. При этом для защиты интересов потребителей тариф на ТЭ ограничивается расчетной (предельной) стоимостью тепловой энергии, производимой на «альтернативной котельной», а полномочия по надзору (контролю) над деятельностью ЕТО, применением метода АК и соблюдением предельной величины тарифа на ТЭ возлагаются на Федеральную антимонопольную службу РФ согласно рис. 4.

Под «альтернативной котельной» понимается локальный источник тепла мощностью не более 10 Гкал/ч, которым потребитель может заменить централизованное теплоснабжение. В основе определения

параметров такой котельной лежит предпосылка о применении наиболее современных и экономичных (доступных) технологий, а также максимально эффективное использование установленной мощности. В процессе моделирования на основе ряда входных параметров (технологических и экономических), в соответствии с приемлемым для инвестора сроком окупаемости (не более 10 лет), рассчитывается предельный уровень тарифа на производимую в регионе тепловую энергию, исходя из суммарных дисконтированных затрат на строительство и эксплуатацию «альтернативной котельной». Укрупнено, методика расчета предельного уровня цен (Ц) на тепловую энергию (мощность) представлена на рис. 5.

Если действующий тариф на тепловую энергию ниже предельной цены «альтернативной котельной», то разрабатывается график поэтапного (в течении 5 лет, а в некоторых случаях до 10–15 лет) доведения

Рис. 5. Методика расчета предельного уровня цен на тепловую энергию



Костромская ГРЭС

Источник: Николай Серебряков / konkurs.interrao.ru

действующего тарифа на тепловую энергию до цены АК с учетом правил индексации соответствующих цен, утвержденных Правительством Российской Федерации. Если действующий тариф выше цены АК, его замораживают. Предложенная в законе модель теплоснабжения вызывает много дискуссий и критики, связанной с монополизацией теплового рынка, установлением необоснованно высоких тарифов и отсутствием мотивации к снижению издержек, незаинтересованности в инвестировании по целому ряду причин частного капитала и инвесторов, на что рассчитывали создатели модели [2–5]. Возможно, это связано с неправильным целеполаганием, при котором предлагаемая концепция «ЕТО + АК», прежде всего, ориентирована на улучшение положения теплового бизнеса на рынке тепла, сохранение и развитие централизованного теплоснабжения, конкурентоспособность которого снижается из-за бездействия бизнеса. При этом такая модель не учитывает интересы потребителей и не предусматривает другие, возможно, более выгодные для потребителей механизмы обеспечения надежного и современного энергоснабжения. В частности, повышение эффективности традиционного метода расчета тарифов, где присутствуют и амортизационная и инвестиционная

составляющие, предназначенные для инвестирования ремонтов, реконструкции и развития, метод технологического эталона (бенчмаркинг) и др., которые были бы направлены на стимулирование снижения издержек, сокращение потерь тепла и топлива, повышение качества, надежности и доступности теплоснабжения, не только экономической, но и технологической. Рынок строится на активном вовлечении в бизнес – процесс на взаимовыгодных условиях теплоснабжающих организаций, акционеров, инвесторов, с одной стороны, и потребителей, с другой стороны, он не должен перекладывать все проблемы на потребителя, который при этом не име-

Под термином «альтернативная котельная» понимается локальный источник тепла мощностью не более 10 Гкал/ч, которым потребитель может заменить централизованное теплоснабжение



Байкальская ТЭЦ и БЦБК
Источник: newsae.ru

ет имущественного приобретения, и по поставкам теплоэнергии полностью зависит от ЕТО.

По замыслу Министерства энергетики РФ введение ценовой зоны «альтернативная котельная» позволит привлечь инвестиции в теплоснабжающую отрасль в размере 2,5 трлн руб., из которых около 32% могут быть получены за счет повышения эффективности отрасли в области энергосбережения и оптимизации ее функционирования и развития, увеличить вклад в ВВП до 1,2 трлн руб. дополнительно, создать не менее 67 тыс. новых рабочих мест, увеличить налоговые поступления в бюджет РФ на уровне 1 трлн руб.

и снизить ежегодную нагрузку на бюджет по субсидированию теплоснабжающей отрасли (без учета жилищно-коммунальных услуг) на 150 млрд руб. [6].

На 1 января 2023 г. Министерством энергетики РФ одобрено 34 заявки от муниципальных образований (МО) (таблица 1), расположенных в 17 регионах РФ, для перехода в ценовую зону «альтернативная котельная», в которых основные ЕТО, объединяющие наиболее крупные активы систем теплоснабжения, включая источники тепловой энергии и тепловые сети, сформированы на базе действующих в муниципальных образованиях ТЭЦ, входящих в состав шести различных теплогенерирующих компаний:

1. ООО «Байкальская энергетическая компания» – 1 МО.
2. ООО «Теплоэнергоремонт» – 1 МО.
3. ООО «Сибирская теплоэнергетическая компания» – 1 МО.
4. АО «Дальневосточная генерирующая компания» – 3 МО.
5. ООО «Сибирская генерирующая компания» – 11 МО.
6. ПАО «Т Плюс» – 17 МО.

В таблице 1 в хронологическом порядке (по годам) перечислены муниципальные образования, перешедшие в ценовую зону «альтернативная котельная». Для каждого населенного пункта, представлены действующие (утвержденные) тарифы на тепловую энергию (на период 2023 г.) от ТЭЦ, входящих в основную ЕТО. В ней также дан индикативный предельный уровень тарифов на тепловую энергию (тариф АК на период 2023 г.), который рассчитан на основе правил, предусмотренных в Постановлении Правительства РФ от 15 декабря 2017 г. № 1562 «Об определении в ценовых зонах теплоснабжения предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), включая индексацию предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность), и технико-экономических параметров работы котельных и тепловых сетей, используемых для расчета предельного уровня цены на тепловую энергию (мощность)». Они утверждены соответствующим областным (региональным) органом, принимающим решения в области ценообразования и/или тарифного регулирования, рассматриваемого муниципального образования.

Из представленных в таблице 1 населенных пунктов, перешедших в ценовую зону теплоснабжения, отсутствуют данные по предельным тарифам для 4 муниципальных образований, а именно: г. Усолжье-Сибирское, г. Саранск, г. Орск и г. Ижевск. При этом в Саранске согласно приказу № 237 от 17.11.2022 г. (см. таблицу 1, № 19), установление предельного тарифа на тепловую энергию не предусмотрено. Отсутствие расчетных данных по предельным тарифам в Ижевске и Орске связано со сроками перехода в ценовую зону, который намечен на второе полугодие 2023 г. Для Усолжье-Сибирского расчет предельного тарифа отсрочен в связи с пересмотром и корректировкой актуализированной схемы теплоснабжения на период 2023 г. с учетом инвестиционной программы

Таблица 1. Муниципальные образования в России, перешедшие в ценовую зону АК за период 2019–2023 гг.

№	Год	Населенный пункт	Действующий тариф на 2023 г., руб./Гкал (с НДС)	Предельный тариф, руб./Гкал (с НДС)	Документ об утверждении предельного уровня тарифа на тепловую энергию
1.	2019	г. Рубцовск	2506	4018	Решение № 295 от 25.11.2022 г. Управление по государственному регулированию цен и тарифов
2.		п. Линево	2040	2132	Приказ № 376-ТЭ от 18.11.2022 г. Департамент по тарифам Новосибирской области
3.	2020	г. Барнаул	2488	4539	Решение № 296 от 25.11.2022 г. Управление по государственному регулированию цен и тарифов
4.		г. Ульяновск	2178	3547	Приказ № 89-П от 15.11.2022 г. Агентство по регулированию цен и тарифов Ульяновской области
5.		г. Самара	2180	3495	Приказ № 812 от 25.11.2022 г. Департамент ценового и тарифного регулирования Самарской области
6.		г. Оренбург	1898	3442	Приказ № 184-Т/Э от 15.11.2022 г. Департамент Оренбургской области по ценам и регулированию тарифов
7.		г. Канск	1989	4444	Приказ № 75-П от 31.10.2022 г. Министерство тарифной политики Красноярского края
8.		г. Прокопьевск	1936	4935	Постановление № 375 от 17.11.2022 г. Региональная энергетическая комиссия Кузбасса
9.		г. Владимир	1769	3379	Постановление № 39/348 от 24.11.2022 г. Департамент государственного регулирования цен и тарифов
10.		г. Красноярск	2252	4497	Приказ № 74-п, от 31.10.2022 г. Министерство тарифной политики Красноярского края
11.	2021	г. Новокуйбышевск	1920	3232	Приказ № 816 от 25.11.2022 г. Департамент ценового и тарифного регулирования Самарской области
12.		г. Медногорск	2146	3601	Приказ № 13-Т/Э от 15.11.2022 г. Департамент Оренбургской области по ценам и тарифному регулированию
13.		г. Пенза	2253	3323	Приказ № 15-т от 24.11.2022 г. Министерство ЖКХ и гражданской защиты населения Пензенской области
14.		г. Новочебоксарск	1913	3184	Постановление № 24-15т от 15.11.2022 г. Государственная служба Чувашской Республики по конкурентной политике и тарифам
15.	2022	г. Чебоксары	1913	3133	Постановление № 24-15т от 15.11.2022 г. Государственная служба Чувашской Республики по конкурентной политике и тарифам
16.		г. Усолье-Сибирское	1322	нет данных	нет данных
17.		г. Бийск	2220	4749	Решение № 298 от 25.11.2022 г. Управление по государственному регулированию цен и тарифов
18.		г. Тольятти	1800	3358	Приказ № 813 от 25.11.2022 г. Департамент ценового и тарифного регулирования Самарской области
19.		г. Саранск	2198	-	Приказ № 237 от 17.11.2022 г. Республиканская служба по тарифам Республики Мордовия

№	Год	Населенный пункт	Действующий тариф на 2023 г., руб./Гкал (с НДС)	Предельный тариф, руб./Гкал (с НДС)	Документ об утверждении предельного уровня тарифа на тепловую энергию
20.	2022	г. Благовещенск	2210	4894	Приказ № 154-пт/р от 18.11.2022 г. Управление государственного регулирования цен и тарифов Амурской области
21.		р. п. Прогресс	1550	4883	Приказ № 156-п/р от 18.11.2022 г. Управление государственного регулирования цен и тарифов Амурской области
22.		с. п. Чигиринский сельсовет	1709	5010	Приказ № 155-пр/т от 28.11.2022 г. Управление государственного регулирования цен и тарифов Амурской области
23.		г. Кирово-Чепецк	2054	3460	Решение правления № 41/2-тэ-2022 от 14.11.2022 г. Региональная служба по тарифам Кировской области
24.		г. Абакан	1614	3422	Приказ № 38-т от 15.11.2022 г. Государственный комитет энергетики и тарифного регулирования Республики Хакасия
25.		г. Черногорск	1949	4484	Приказ № 35-т от 15.11.2022 г. Государственный комитет энергетики и тарифного регулирования Республики Хакасия
26.		п. г. т. Усть-Абаканский поссовет	1854	4310	Приказ № 36-т от 15.11.2022 г. Государственный комитет энергетики и тарифного регулирования Республики Хакасия
27.		г. Пермь	2126	3338	Постановление № 198-т от 20.11.2022 г. Министерства тарифного регулирования и энергетики Пермского края
28.		г. Кемерово	2220	4598	Постановление № 377 от 17.11.2022 г. Региональная энергетическая комиссия Кузбасса
29.		г. Белово	2338	4752	Постановление № 379 от 17.11.2022 г. Региональная энергетическая комиссия Кузбасса
30.		г. Иваново	1884	3301	Постановление № 51-т/7 от 18.11. 2022 г. Департамент энергетики и тарифов Ивановской области
31.		г. Чайковский	1885	3077	Постановление № 197-п от 20.11.2022, Министерство тарифного регулирования и энергетики Пермского края
32.	2023	г. Новосибирск	1873	2544	Приказ № 293-ТЭ от 15.11.2022 г. Департамент по тарифам Новосибирской области
33.		г. Орск	1904	нет данных	нет данных
34.		г. Ижевск	1718	нет данных	нет данных

Таблица 1 (продолжение). Муниципальные образования в России, перешедшие в ценовую зону АК за период 2019–2023 гг.

Источник: официальные сайты теплогенерирующих компаний и/или министерств ЖКХ МО

по реконструкции и развитию ТСС, необходимой для реализации перехода в ценовую зону АК и формированию долгосрочного графика изменения тарифа на тепловую энергию для конечных потребителей.

Практическая реализация внедрения новой модели «альтернативной котельной» в городах РФ началась с 01.01.2019 г. и продолжается по настоящее время (рис. 5). Со-

гласно утвержденной Энергетической стратегии РФ до 2035 г. [7] количество регионов, внедривших АК хотя бы в одном поселении, должно увеличиться к 2035 г. до 65.

Из рис. 6 видно, что в 2019 г. в ценовую зону теплоснабжения вошли два населенных пункта (г. Рубцовск в Алтайском крае и п. Линево в Новосибирской области) с суммарным объемом инвести-

Введение ценовой зоны «альтернативная котельная» позволит привлечь инвестиции в теплоснабжающую отрасль в 2,5 трлн руб., из них 32% могут быть получены за счет повышения эффективности

ций на реконструкцию и развитие основных фондов ЕТО в размере 2,8 млрд руб. В 2020 г. количество одобренных заявок Минэнерго во вхождение МО в ценовую зону АК возросло и составило 8 шт., в 2021 г. – 15 шт. и на начало 2023 г. – 2 шт. Инвестиционные обязательства по всем ЕТО за 2019–2023 г. составляют более 228 млрд руб. со сроком окупаемости проектов от 5 до 15 лет. При этом, инвестиции в ТСС, в которых преобладающим видом топлива является уголь, составляют около 72 млрд руб., и для ТСС с преобладающим видом топлива в виде природного газа – более 156 млрд руб.

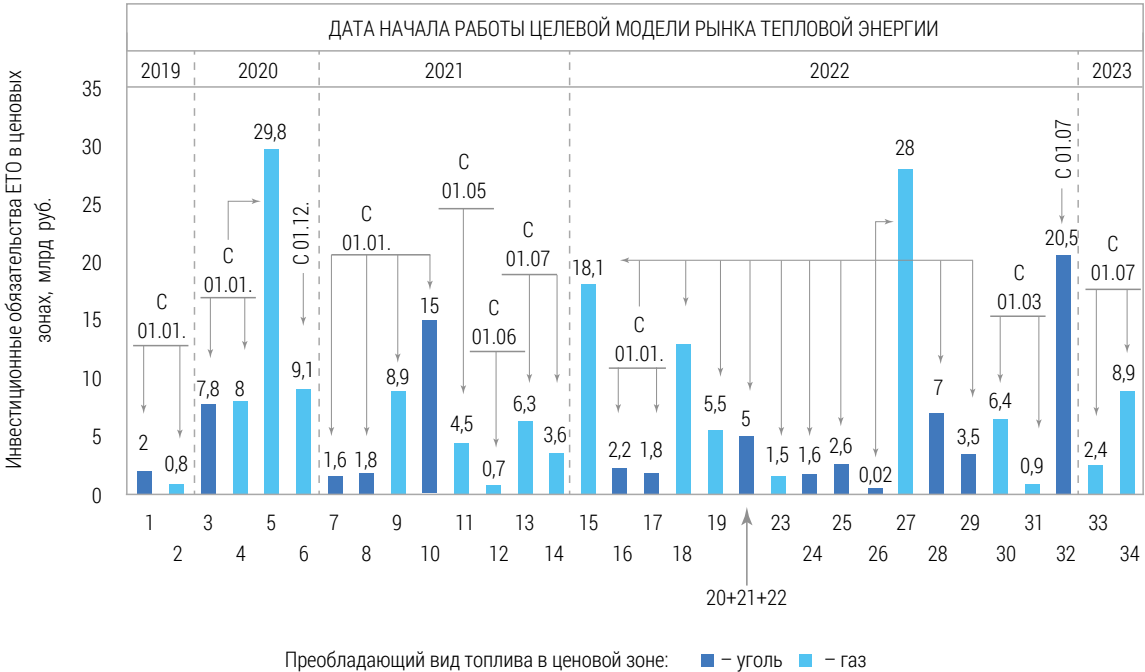
Рис. 6. Ход реализации внедрения ценовой зоны теплоснабжения по муниципальным образованиям за 2019–2023 гг.

Пока преждевременно говорить об улучшении целевых показателей в сфере теплоснабжения первых муниципальных образований, вошедших в ценовую зону, поскольку обновление основных производственных фондов, модернизация теплосетевой инфраструктуры, реализация мероприятий по существенному повышению надёжности теплоснабжения являются долгосрочными процессами, полный эффект от осуществления которых будет получен в течение инвестиционного периода [8].

По оценке специалистов, [2–5] доведение уровня тарифа до цены АК противоречит основному стратегическому направлению развития теплоснабжения – теплофикации (наиболее экономичному способу производства тепловой и электрической энергии), поскольку он приводит к снижению ее конкурентоспособности относительно других видов теплоснабжения, и тем самым будет способствовать не только оттоку потребителей и стагнации, но и существенному росту тарифов для потребителей (рис. 7).

На рис. 7 представлены два уровня тарифов для муниципальный образований, входящих в ценовую зону АК, включая действующий и предельный уровни тарифов на тепловую энергию.

Источник: составлено авторами на основе открытой информации, опубликованной генерирующими компаниями, Министерством энергетики РФ и СМИ в интернете



Из рис. 7 видно, что для всех населенных пунктов, вошедших в ценовую зону АК, рассчитанный предельный тариф на тепловую энергию существенно выше действующего его уровня. При этом фактический рост тарифа будет практически для всех муниципальных образований, за исключением п. Линево (№ 2 в таблице 1), в котором величина предельного тарифа относительно действующего составляет не более 5% (рис. 8). Это подтверждает, что и в рамках действующего тарифа можно выполнить мероприятия по реконструкции ТСС.

Сравнительный анализ утвержденных предельных тарифов и действующих в муниципалитете, вошедших в ценовую зону, еще раз подтверждает, что переход на новую модель рынка тепловой энергии на базе АК приведет к увеличению уровня тарифов для потребителей в 16 населенных пунктах в 1,5–2 раза, для 8 муниципальных образований тариф вырастет в 2–2,5 раза, а для 3 городов в 3 и более раза. Наглядно это показано на рис. 8.

Наиболее обоснованным было бы не стремиться к цене «альтернативной котельной», а принять ее в качестве предельной (индикативной) цены на тепловую энергию, поставляемую теплоснабжающими системами. Реальный же тариф должен быть ниже ее величины. Эффективность такого механизма подтверждает положительный опыт европейских стран с крупными теплоснабжающими системами на базе теплофикации. Например, в Германии, в качестве предельного тарифа на тепловую энергию для систем централизованного теплоснабжения на базе теплофикации выступает «альтернативная газовая котельная», в Дании, Норвегии, Нидерландах – это «альтернативная электростанция», в Швеции – «альтернативная электростанция». Зарубежный бизнес энергетических компаний, владеющих системами централизованного теплоснабжения, строится таким образом, чтобы предлагаемые ими условия были бы более выгодными, чем индивидуальное теплоснабжение. Верхняя граница тарифа (предельная цена) на тепловую энергию сдерживается только рынком, а точнее, желанием удержать

Рис. 7. Сравнительный анализ действующих тарифов на тепловую энергию в МО, вошедших в ценовую зону с предельными тарифами

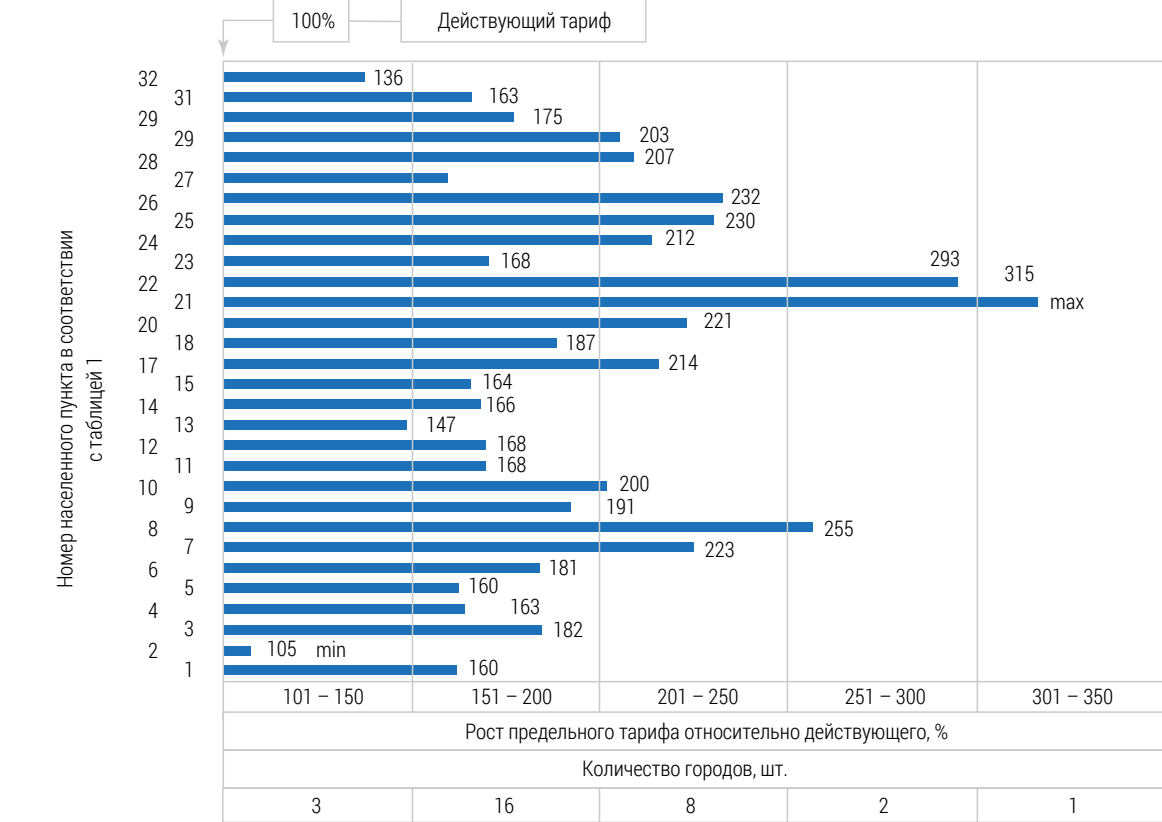
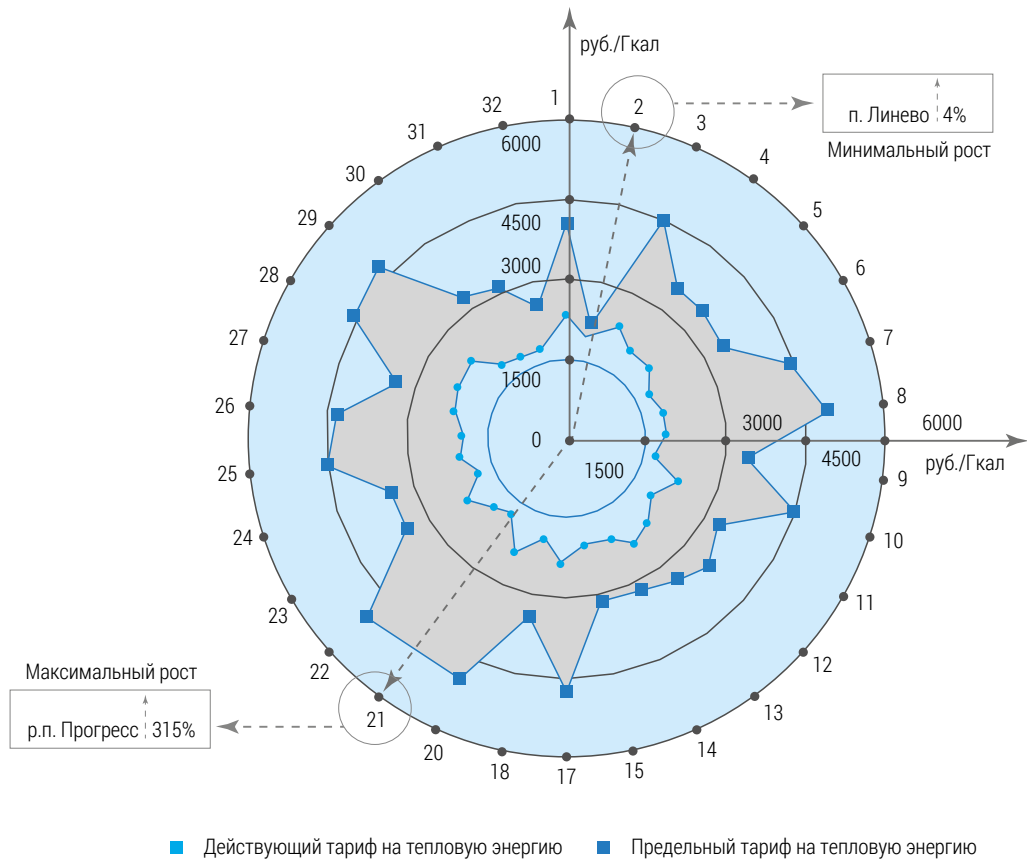


Рис. 8. Относительный рост предельного тарифа относительно действующего

потребителя, который самостоятельно делает выбор в пользу того или иного способа теплоснабжения [9].

Наряду с введением действенного регуляторного механизма, для эффективного и экономичного функционирования ЕТО необходимо создать такие условия на уровне тепловых сетей (как объекта естественной монополии), которые бы обеспечили открытый доступ для подключения новых теплоисточников и потребителей тепловой энергии, что будет способствовать формированию конкуренции между различными производителями тепловой энергии [10].

Данное направление развития централизованных систем теплоснабжения получило развитие за рубежом [11], в частности в Европе, в рамках реализации концепции активного потребителя (АП), функции которого заключаются в регулировании и оптимизации графика своего потребления с целью повышения эффективности и надежности как самого потребителя, так и всей системы централизованного теплоснабжения. Активный потребитель имеет свои источники энер-

гии, которые позволяют на основании баланса потребностей и возможностей изменять объем и свойства (уровень надежности, потерь, качества и др.) получаемой энергии из системы [10]. Такая архитектура рынка тепловой энергии, наряду с возобновляемыми и нетрадиционными технологиями производства тепловой энергии, в рамках единой энергосистемы относится к четвертому поколению трансформации (развития) централизованных систем теплоснабжения и формулируется как интеллектуальные, интегрированные энергетические системы [12].

Выводы

Теплоснабжение является важной социально-ориентированной отраслью Российской Федерации, но при этом оно остается наиболее затратным сегментом топливно-энергетического комплекса страны. Принятый Федеральный закон «О теплоснабжении» № 190-ФЗ устанавливает новые правила функционирования локальных монопольных рынков тепла, взаимодействия его участников

Тариф «альтернативная котельная» в отдельных случаях перехода на него может в несколько раз превысить действующий. При этом нет механизмов сдерживания такого роста на законодательном уровне

и методов государственного тарифного регулирования на тепловую энергию. Предлагаемая политика либерализации цен в теплоэнергетической отрасли с отменой государственного регулирования формирует кардинально новый подход к расчету тарифов на тепловую энергию для потребителей, основываясь на возможной альтернативе централизованному теплоснабжению на базе теплофикации в виде виртуального децентрализованного источника тепловой энергии («альтернативная котельная»). Данный подход в ходе своей реализации к концу инвестиционного периода строительства АК под-

Неэффективная работа старых ТСС



Источник: Marina113 / depositphotos.com

разумеает переход к тарифам, рассчитанным физическим методом, при этом экономически обесценивается процесс комбинированного производства тепловой и электрической энергии на ТЭЦ, позволяющий экономить до 40% топлива при раздельном их производстве.

Выполненный анализ утвержденных предельных тарифов на тепловую энергию по сравнению с текущими их уровнями показал, что переход в ценовую зону «альтернативная котельная» к концу реализации инвестиционных проектов по реконструкции и развитию ТСС значительно повысит уровень цен (тарифов) на тепловую энергию для потребителей, например, в отдельных случаях это может превысить 300% от их текущих значений. При этом на законодательном уровне не приняты нормативные акты, предусматривающие меры сдерживания такого роста тарифов.

Более целесообразным механизмом формирования тарифов на тепловую энергию представляется не стремление к установлению их предельного значения на уровне цены, получаемой по методу АК, а закрепление этой цены как индикативного (предельного) уровня, достижение которого будет свидетель-



Рефтинская ГРЭС

Источник: wiki2.org

ствовать о несостоятельности ЕТО эффективно выполнять свои функции по теплоснабжению потребителей, что будет сигнализировать контрольным органам о необходимости принятия соответствующих мер. Это положение должно быть законодательно закреплено в ФЗ «О теплоснабжении».

Исследования выполнены в Институте систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН в рамках проектов государственного задания № FWEU-2021-0002 (регистрационный номер AAAA-A21-121012090012-1) и FWEU-2021-0006 (регистрационный номер AAAA-A21-121012090034-3) фундаментальных исследований СО РАН.

Использованные источники

1. Федеральный закон «О теплоснабжении» от 27 июля 2022 г. № 190-ФЗ (ред. от 01.05.2022). – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_102975/717488f0d8ad770ed114af12b981128334179f05.

2. Стенников В.А., Пеньковский А.В. Проблемы российского теплоснабжения и пути их решения // ЭКО. 2019. № 9. С. 48–69. DOI: 10.30680/ECO0131-7652-2019-9-48-69.

3. Заренков С.В., Досалин Э. Х., Богданов А. Б. Плюсы и минусы метода «альтернативная котельная» // КС. Энергетика и ЖКХ. 2016. №3(38). С. 47–48.

4. Стенников В.А., Славин Г.Б. Концепция «альтернативной котельной» – разрушитель теплофикации // Энергорынок. 2014. №2. С.4–10.

5. Невзгодина Е. Л., Макарова Л. А. Предпринимательская деятельность в сфере теплоснабжения: перспективы и риски // Вестник Омского университета. Серия: Право. 2023. Т. 20. № 1. С. 34–42.

6. О модели «Альтернативная котельная». – URL: <https://p4energy.ru/wp-content/uploads/2021/01/document-141653.pdf>

7. Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2035 года. – URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026>

8. Рекомендации «круглого стола» комитета ГД РФ по энергетике на тему «Развитие когенерации и модернизация систем теплоснабжения России: текущее состояние, проблемы и пути их преодоления». – URL: https://www.rosteplo.ru/Tech_stat/stat_shablon.php?id=4230

9. Стенников В.А., Пеньковский А.В. Рынок тепла: мировой опыт развития централизованного теплоснабжения // Энергетическая политика. 2021. №10(164). С. 64–75.

10. Two-way district heating. – URL: <https://www.sitra.fi/en/projects/two-way-district-heating>

11. Fourth Generation District Heating – The prospects of Gothenburg. – URL: <https://odr.chalmers.se/server/api/core/bitstreams/6ce63ce4-7f74-4d82-afa7-c3a5b0b20105/content>

12. Henrik Lund, Sven Werner, Robin Wiltshire, Svend Svendsen, Jan Eric Thorsen, Frede Hvelplund, Brian Vad Mathiesen. 4th Generation District Heating (4GDH) Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems// Energy. 2014. №68. Pp. 1–11.



ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА



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

energypolicy.ru

НАШИ ПАРТНЕРЫ



Российская
Энергетическая
Неделя 2023



РОСКОНГРЕСС
Пространство доверия



СТРЕМИМСЯ
К БОЛЬШЕМУ!



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ЗАРУБЕЖНЕФТЬ

ЛУКОЙЛ



БЛАГОТВОРИТЕЛЬНЫЙ ФОНД
TATNEFT



РОССЕТИ



2409-5518

ISSN 2409-5516

Источник фото на обложке:
KadnikovValerii / depositphotos.com